

ESTRATEGIAS AVANZADAS DE GESTIÓN ENERGÉTICA BASADAS EN PREDICCIÓN PARA MICRORREDES ELECTROTÉRMICAS

Julio M. Pascual Miqueleiz



ESTRATEGIAS AVANZADAS DE GESTIÓN ENERGÉTICA BASADAS EN PREDICCIÓN PARA MICRORREDES ELECTROTÉRMICAS

ESTRATEGIAS AVANZADAS DE GESTIÓN ENERGÉTICA BASADAS EN PREDICCIÓN PARA MICRORREDES ELECTROTÉRMICAS

Memoria que, para optar al grado de
Doctor Ingeniero Industrial, presenta

Julio M. Pascual Miqueleiz

Realizada bajo la dirección de

Luis M. Marroyo Palomo

y

Pablo Sanchis Gúrpide



Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Pamplona, diciembre de 2015.

Esta tesis ha sido financiada por el Gobierno de Navarra y los fondos FEDER bajo el proyecto “Diseño, desarrollo e implantación de microrredes en Navarra” (2009024085 y 2012024132), por el Gobierno de España a través del Ministerio de Economía y Competitividad bajo el proyecto “Tecnologías para la integración en la red de energías renovables: electrónica de potencia, almacenamiento, gestión energética e interacción con la red” (DPI2013-42853-R) así como por la Comisión Europea bajo el proyecto “PVCROPS-Photovoltaic Cost reduction, reliability, operational performance, prediction and simulation” (FP7-308468).

Presumably there is indeed no purpose in the ultimate fate of the cosmos, but do any of us really tie our life's hopes to the ultimate fate of the cosmos anyway? Of course we don't; not if we are sane. Our lives are ruled by all sorts of closer, warmer, human ambitions and perceptions.

-R. Dawkins, Unweaving the rainbow

AGRADECIMIENTOS

No está en mi naturaleza de pamplonés expresar mis sentimientos abiertamente, pero sería injusto no agradecer de forma pública el apoyo recibido de todas las personas que me han acompañado durante la realización de esta tesis.

En primer lugar, a mis directores de tesis, Luis Marroyo y Pablo Sanchis, de los que he aprendido tanto y de los que me queda tanto por aprender. Por sus grandes dosis de paciencia en su ardua tarea de formar al investigador. Y por su trato, siempre amistoso, sea cual sea el color de la noticia, que hace que sea un placer trabajar con ellos cada día.

También a todos los miembros de INGEPER por ser excelentes compañeros en el trabajo y, sobre todo, por serlo también fuera del trabajo.

A mis amigos, por ser como mi familia; y a mi familia, por ser como mis amigos.

Y especialmente a mis padres, por la educación y el cariño recibidos en todas las etapas de mi vida.

CONTENIDOS

1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	1
2 DESCRIPCIÓN DE LA MICRORRED Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	13
2.1 Elementos de la microrred / 13	
2.1.1 Estructura / 13	
2.1.2 Demanda eléctrica / 14	
2.1.3 Generación fotovoltaica / 16	
2.1.4 Generación eólica / 16	
2.1.5 Demanda de ACS / 17	
2.1.6 Generación termosolar / 17	
2.1.7 Batería / 18	
2.1.8 Depósito de ACS / 19	
2.2 Balances de potencia y energía / 19	
2.2.1 Sistema energético total / 19	
2.2.2 Balance de potencia en el nodo eléctrico / 21	
2.2.3 Balance de energía en la batería / 21	
2.2.4 Balance de potencia en el nodo térmico / 22	
2.2.5 Balance de energía en el depósito de ACS / 22	
2.2.6 Balance energético global / 23	
2.3 Perfil de la potencia neta / 24	
2.4 Objetivos y evaluación de las estrategias / 27	
2.4.1 Objetivos de las estrategias / 27	
2.4.2 Criterios de calidad / 29	
3 ESTRATEGIAS DE GESTIÓN BASADAS EN LA POTENCIA INSTANTÁNEA	31
3.1 Introducción / 31	
3.2 Estrategia propuesta en [BAR11] (Estrategia 0.1) / 31	
3.2.1 Algoritmo / 31	
3.2.2 Resultados / 36	
3.3 Propuesta de mejora (Estrategia 0.2) / 39	
3.3.1 Algoritmo / 39	
3.3.2 Resultados / 41	
3.4 Conclusiones / 44	

4	ESTRATEGIAS DE GESTIÓN BASADAS EN EL BALANCE ENERGÉTICO	45
4.1	Introducción / 45	
4.2	Estrategias de media móvil retrasada (MMR) / 46	
4.2.1	Control del SOC medio / 46	
4.2.2	Propuesta final de estrategia MMR / 50	
4.3	Resultados / 51	
5	TÉCNICAS DE PREDICCIÓN DE LA GENERACIÓN RENOVABLE Y EL CONSUMO	57
5.1	Introducción / 57	
5.2	Fuentes de medida y predicción / 58	
5.2.1	Introducción / 58	
5.2.2	Temperatura / 61	
5.2.3	Irradiancia / 66	
5.2.4	Velocidad del viento / 68	
5.2.5	Presión atmosférica / 71	
5.2.6	Humedad relativa / 71	
5.3	Predicción de la generación fotovoltaica / 71	
5.3.1	Modelo del campo fotovoltaico / 71	
5.3.2	Estimación de la potencia generada / 75	
5.3.3	Estimación de la generación mediante la predicción / 77	
5.4	Predicción de la generación eólica / 78	
5.4.1	Modelo del aerogenerador y estimación de C_p / 78	
5.4.2	Estimación de la potencia generada / 80	
5.4.3	Estimación de la generación mediante la predicción / 81	
5.5	Predicción de la generación térmica / 83	
5.6	Predicción de los perfiles de demanda / 83	
5.7	Predicción de la potencia global / 84	
6	ESTRATEGIAS DE GESTIÓN BASADAS EN LA PREDICCIÓN DEL BALANCE ENERGÉTICO	87
6.1	Introducción / 87	
6.2	Nuevo control del SOC / 87	
6.3	Resultado y discusión / 91	
7	ESTRATEGIA DE GESTIÓN ELECTROTÉRMICA CON PREDICCIÓN	97
7.1	Introducción / 97	
7.2	Control global / 97	
7.2.1	Estructura / 97	
7.2.2	Control de la temperatura / 99	
7.2.3	Control del SOC / 100	

7.2.4	Absorción de exceso de generación / 101	
7.2.5	Trasvase de energía del nodo eléctrico al nodo térmico / 101	
7.3	Resultado y discusión / 102	
8	VALIDACIÓN EXPERIMENTAL DE LA ESTRATEGIA DE GESTIÓN CON PREDICCIÓN	109
8.1	Introducción / 109	
8.2	Descripción de los elementos de la microrred / 110	
8.2.1	Elementos de potencia / 110	
8.2.2	Monitorización y control / 116	
8.3	Programación de la estación de monitorización y control / 120	
8.3.1	PXI: Tratamiento de datos y ejecución de las estrategias / 120	
8.3.2	PC: Interfaz de usuario, base de datos y predicción / 121	
8.3.3	Acceso remoto / 124	
8.4	Resultados experimentales / 126	
8.4.1	Consideraciones prácticas / 126	
8.4.2	Resultados / 126	
9	CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS	131
9.1	Conclusiones / 131	
9.2	Aportaciones / 134	
9.3	Líneas futuras / 137	
9.3.1	Estrategias de gestión alternativas / 137	
9.3.2	Sistemas de almacenamiento alternativos / 138	
9.3.3	Ampliación del espectro de microrredes / 139	
9.3.4	Desarrollo comercial de microrredes / 140	
	NOMENCLATURA	141
	BIBLIOGRAFÍA	147

CAPÍTULO 1

Introducción y objetivos

En palabras de Erwin Schrödinger: “*un organismo vivo aumenta continuamente su entropía [...] aproximándose al peligroso estado de entropía máxima que es la muerte. Sólo puede mantenerse lejos de ella, es decir, vivo, [...] liberándose a sí mismo de toda entropía que no puede dejar de producir mientras vive*” ([SCH44]). Lo que más adelante aclaró el propio Schrödinger es que esta necesidad de entropía negativa es en realidad una necesidad de energía libre. Aún es más: cuanto mayor es el flujo de densidad de energía libre que transita un sistema, mayor es la complejidad que puede alcanzar el mismo, ya sea una estrella, un organismo vivo o la propia sociedad ([CHA98]).

Y bajo el ingente flujo de energía que proporciona el Sol a la Tierra surgió el ser humano. Éste ha utilizado los recursos energéticos que ha encontrado a su disposición convirtiendo a la sociedad en un sistema cada vez más grande y complejo. No es el objetivo de esta tesis revelar el porqué o lo apropiado de esta empresa, pero lo cierto es que, a lo largo de la historia, el ser humano ha explotado los recursos energéticos de manera cada vez más intensiva y nada hace pensar que en los próximos años vaya a disminuir su avidez de energía. Sirva de prueba la Figura 1.1, que muestra la evolución del consumo de energía primaria en el mundo desde 1850 hasta nuestros días y la proyección hasta 2050 ([GEA12]).

Los primeros humanos utilizaron como fuente principal de energía la comida que cazaban, que ofrecía a las personas poco más que la energía necesaria para la vida. Más tarde aprendieron a cultivar los alimentos, cuyo uso por parte de la sociedad aumentó con la domesticación de los animales, que fueron utilizados para facilitar el transporte y el trabajo. A su vez, para cubrir la necesidad de calor, el ser humano se aprovechó de la combustión de la madera, cuyo uso como fuente de energía primaria en Europa era equiparable al de la comida entre los siglos XV y XIX ([FOU10], [GAL07], [LOR06]).

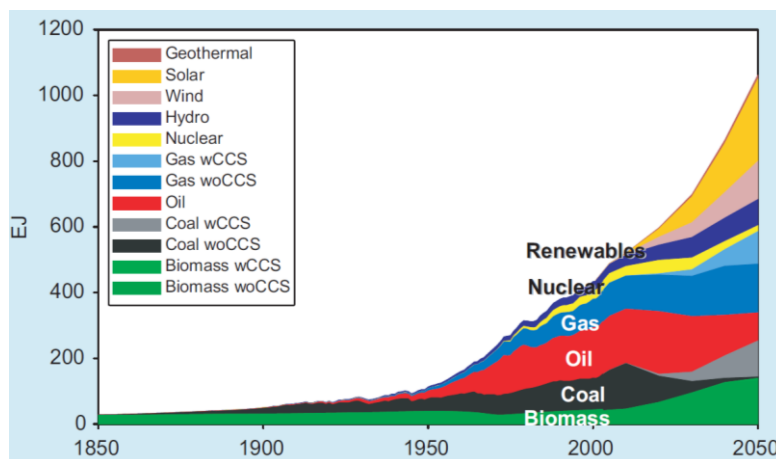


Figura 1.1 Fuentes de energía primaria utilizadas desde 1850 hasta el presente y proyección hasta 2050. CCS indica 'Captura y Almacenamiento de Carbono' por sus siglas en inglés. Fuente: [GCA12].

Paralelamente, se adoptó el uso de la energía eólica e hidráulica, principalmente para el transporte y para mover molinos y otras máquinas, sustituyendo en estas tareas a personas y animales. Desde el punto de vista del consumo energético global, su uso no fue masivo, aunque fue clave para el desarrollo de la civilización, suponiendo un especial avance en el transporte marítimo. Nótese que, a principios del siglo XIX, en el Reino Unido, la energía eólica era la principal fuente de energía para el transporte [FOU10]. Pero a efectos de esta tesis, lo curioso de esta historia no está tanto en los detalles, sino en el hecho de que, desde las primeras civilizaciones, hace miles de años, hasta hace aproximadamente 200 años, casi la totalidad de los recursos energéticos utilizados por el ser humano han sido renovables, hecho que queda reflejado en la Figura 1.2 ([NAK98]).

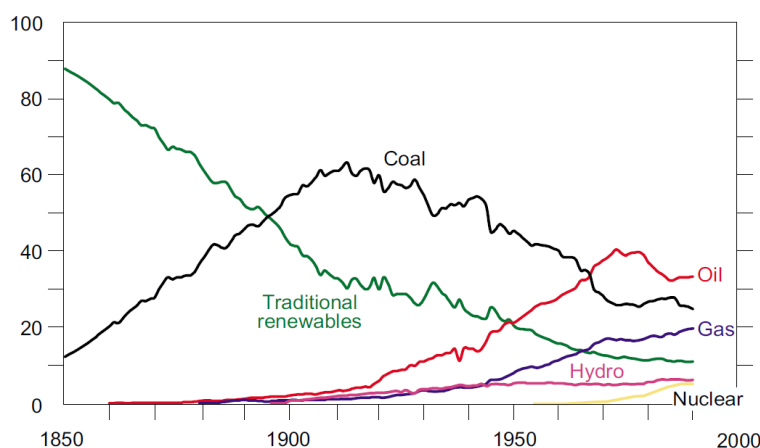


Figura 1.2 Fuentes de energía primaria utilizadas desde 1850 hasta 1990 en porcentaje sobre el total. Fuente: [NAK98].

No obstante, nótese que recurso renovable no implica gestión sostenible; el consumo energético del hombre en los primeros tiempos tuvo graves consecuencias en distintas épocas, como por ejemplo la extinción de la mayoría de los grandes mamíferos, que eran la principal fuente de energía alimentaria del hombre o las deforestaciones masivas, por la necesidad de madera para producir calor. Esto propició la transición hacia la agricultura y el uso del carbón ([LOR06]). Y así fue que, como se observa también en la Figura 1.2, en el siglo XIX, el carbón se convirtió en la principal fuente de energía, comenzando la era de los combustibles fósiles. Al carbón le siguió el petróleo y después el gas natural, que han ofrecido a la humanidad grandes cantidades de energía, como se observa en la Figura 1.1. Estas nuevas fuentes de energía, junto al desarrollo del conocimiento sobre “*la potencia motriz del fuego y sobre las máquinas adecuadas para desarrollar esta potencia*” [SAD24], como la máquina de vapor, el motor de combustión, la turbina de gas y, más tarde, el desarrollo de la tecnología eléctrica, han propiciado la gran transición social de los últimos 200 años, que comenzó con la revolución industrial.

Las distintas transiciones energéticas se han dado en distintas épocas según las diferentes zonas geográficas. Por ejemplo, el Reino Unido fue de los primeros países en adoptar el carbón como principal fuente de energía, en torno a 1500. En el siglo XIX le siguieron el resto de países europeos y Estados Unidos; otros países, como China, no adoptaron este combustible de forma masiva hasta el siglo XX [FOU10], [GAL07], [AER10], [LEV92]. Como ejemplo, en la Figura 1.3 y en la Figura 1.4, se muestra la transición energética en España y en el Reino Unido respectivamente.

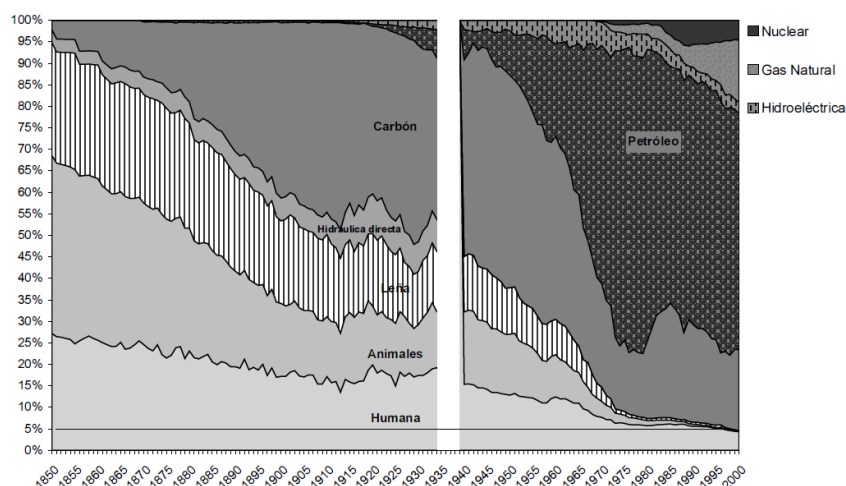


Figura 1.3 Energía primaria utilizada en porcentaje sobre el total en España entre 1850 y 2000 ([RUB05]).

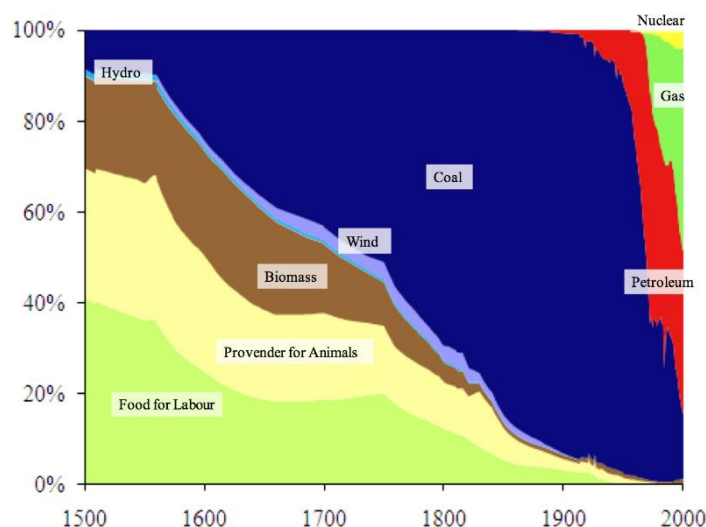


Figura 1.4 Energía primaria en porcentaje sobre el total en Reino Unido entre 1500 y 2000. ([FOU10]).

Sin embargo, estos países, y el mundo en su conjunto, se encuentran en la actualidad en un punto común: todos son altamente dependientes de los combustibles fósiles, que representan actualmente la principal fuente de energía de la sociedad, cubriendo alrededor del 80% del consumo energético mundial ([REN21], [NAK98]). Esto supone un grave problema ya que las reservas de combustibles fósiles son finitas. De hecho, no son sino energía solar acumulada durante millones de años, que el ser humano va a consumir en unos pocos siglos. Pero además, estos combustibles están distribuidos de forma heterogénea en el planeta, provocando conflictos políticos internacionales. Y más aún, su combustión contribuye a la emisión de gases tóxicos y de efecto invernadero, contribuyendo al deterioro de la atmósfera y al calentamiento global [SCO04].

De alguna forma, si se permite la comparación, el ser humano se está comportando igual que la simple levadura de la cerveza que, en determinadas circunstancias, consume ávidamente su único recurso energético, el azúcar, produciendo como residuos dióxido de carbono y alcohol, para finalmente morir por agotamiento de su recurso energético o intoxicadas en sus propios residuos. Pero, por fortuna, el ser humano aún tiene alternativas para seguir abasteciéndose de energía de forma sostenible, siendo los posibles candidatos la energía nuclear y las energías renovables.

En lo que concierne a la energía nuclear de fisión, al ritmo actual de consumo de uranio, se estima que las reservas duren unos 120 años [NEA14], lo cual supone una cantidad despreciable teniendo en cuenta que el aporte del uranio al total del consumo energético mundial es del 2,6% [REN21]. Esto quiere decir que, si se suministrara toda la energía del mundo utilizando sólo uranio, éste duraría unos pocos años. Aun considerando la aparición

de reactores reproductores, que pueden aumentar el aprovechamiento de la energía contenida en el uranio en un orden de magnitud [NEA14], los recursos seguirían siendo escasos y el uranio no supondría una solución a largo plazo. A esto hay que añadir que los reactores reproductores son costosos, difíciles de operar y suponen un grave peligro de seguridad, razones por las cuales su desarrollo, a pesar de haber comenzado a mediados del siglo XX, está siendo continuamente frustrado ([KIK12], [THO10]).

Otra vía con mejores perspectivas a largo plazo es la fusión nuclear, la cual es más segura. La reacción de fusión con más posibilidades es la del deuterio y el tritio, isótopos del hidrógeno. El deuterio se encuentra en la Tierra en tal abundancia que sería una fuente prácticamente inagotable de energía (decenas de miles de años, [KIK12]). Sin embargo el tritio hay que extraerlo del litio, cuyas reservas son finitas. Es cierto que se podría fusionar sólo deuterio, pero esta reacción es más compleja y sólo es esperable en reactores de segunda generación. Pero ni siquiera los reactores de primera generación, los que utilizan deuterio y tritio, están cerca de ser realizables de forma comercial, siendo las expectativas más optimistas las de tener un reactor generando electricidad en 2050 ([EFDA12]).

Nótese que las reservas de uranio y litio mencionadas no incluyen el contenido en los océanos, que supondría una fuente virtualmente inagotable de energía, pero la extracción del litio del agua del mar con este propósito está lejos de ser una opción comercialmente viable, siendo aún menos esperanzadora la extracción de uranio ([NEA14], [BAR10]). En [ABB11] se hace un repaso más pormenorizado de las tecnologías nucleares llegando a similares conclusiones.

En cuanto a las energías renovables, el recurso energético no supone una limitación, tal y como ilustra la Figura 1.5, en la que se observa cómo el flujo anual de energía solar que llega a los continentes de la Tierra es unas diez veces superior a las reservas totales de recursos finitos y unas mil veces superior al consumo energético anual. Además, esta energía llega a la tierra de forma más o menos distribuida, evitando conflictos por su acceso y, por otro lado, su explotación no provoca emisiones nocivas.

Por otro lado, el gran esfuerzo realizado en los últimos años para desarrollar las tecnologías renovables ha conseguido una drástica reducción en su coste. Claro ejemplo son tecnologías como la eólica y la fotovoltaica, que ya han alcanzado costes competitivos en determinados mercados ([REN21], [IRE15]), lo cual presenta un futuro prometedor siempre y cuando se mantenga el esfuerzo investigador que permita seguir reduciendo los costes de las tecnologías renovables y de otras tecnologías auxiliares, como el almacenamiento.

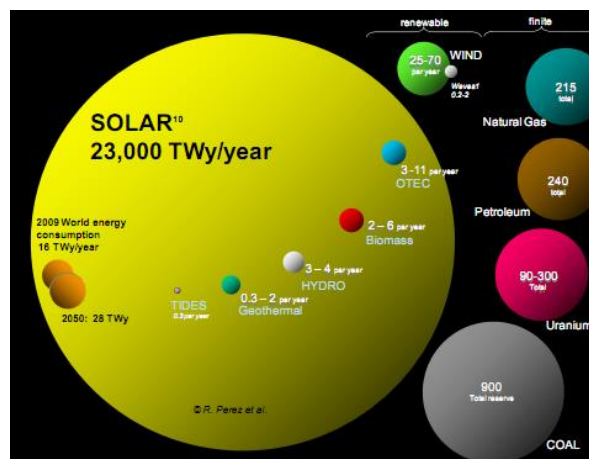


Figura 1.5 En TW-año, reserva de energías finitas (gas natural, petróleo, uranio y carbón), energía renovable anual en la Tierra (solar, eólica, undimotriz, maremotérmica, biomasa, hidráulica, geotérmica y mareomotriz) y consumo anual en 2009 y 2050. Fuente: [PER09].

En definitiva, la única alternativa actual tecnológicamente viable y sostenible son las energías renovables. En el corto y medio plazo, esto no implicará la sustitución de las fuentes tradicionales por nuevas renovables, sino que las nuevas instalaciones serán fundamentalmente renovables; ya en 2014 sumaron el 58,4% de la nueva capacidad eléctrica instalada en el mundo [REN21]. Esto implica que se irá reduciendo la proporción de la generación de las antiguas fuentes sobre el total (Figura 1.1), tal y como ha ocurrido en anteriores transiciones ([LOR06]) y es precisamente la gestión de un nuevo sistema energético con una creciente penetración de renovables el contexto en el que se enmarca esta tesis.

En cuanto a la transición tecnológica, cada sector tendrá que adaptarse al uso de las energías renovables de la forma que más convenga. Así, el transporte y las aplicaciones de calor y frío sufrirán un cambio hacia el uso de biocombustibles y combustibles sintetizados a partir de energías renovables y al mayor uso de la electricidad, también de origen renovable ([REN21]). Esta transición, vendrá además necesariamente acompañada por un incremento en la eficiencia energética en edificios, transporte e industria [GEA12].

En el caso de los combustibles renovables, la transición supone un cambio tecnológico en la producción del propio combustible, pero las tecnologías para su gestión y aprovechamiento son prácticamente las mismas que las utilizadas hasta ahora. Sin embargo, en el caso de la generación eléctrica, la dificultad en la transición hacia las energías renovables no está tanto en la generación de la electricidad ni, por su puesto, en su uso, sino en su gestión.

La gestión del sistema eléctrico tradicional se basa en el control de la velocidad de grandes generadores síncronos arrastrados a través de un eje común por turbinas (grupo turboalternador), que hasta hace pocos años conformaban casi la totalidad de los generadores del sistema. Cualquier desequilibrio entre generación y consumo en una red eléctrica de este tipo se traduce en una ligera variación de la velocidad del turboalternador que es recuperada actuando sobre la turbina, consiguiéndose un control estable gracias a la gran inercia y gestionabilidad del turboalternador. Sin embargo, los generadores renovables que más se han extendido, los generadores fotovoltaicos y eólicos, carecen prácticamente de inercia y de gestionabilidad, por lo que un gran peso de estas instalaciones en el sistema puede generar problemas de estabilidad en la red debido a la naturaleza intermitente y distribuida de sus fuentes de energía, la irradiancia solar y el viento [FAR10, YUA09]. Con la ayuda de almacenamiento energético este problema se vería fácilmente solventado, pero el precio actual de los acumuladores electroquímicos [IRE15'] obliga a minimizar su uso. Por lo tanto, un gran nivel de penetración de renovables en el sistema eléctrico, sin acceso a acumulación a gran escala, requiere de nuevos esquemas de gestión de la red.

Hasta ahora, la instalación de parques eólicos y fotovoltaicos se había realizado generalmente en puntos de conexión a redes fuertes, fundamentalmente basadas en generación convencional gestionable, y la inyección de la potencia generada se podía realizar prácticamente sin control. No obstante, la generación renovable empieza a tener un peso importante en el mix energético en muchos países, habiéndose llegado al caso de tener que desconectar generación renovable en momentos puntuales ([DEN12], [REV11], [AEE15]). Ante la preocupación creciente de los operadores del sistema para conseguir una mejor integración, en países como Sudáfrica, Alemania o Italia se están redactando normativas de conexión a red de sistemas de generación con fuentes renovables que exigen el control de las rampas de variación de la potencia generada y apoyo a la calidad de la red eléctrica prestando servicios auxiliares como regulación primaria, regulación de tensión o ayuda ante huecos de tensión ([GCC13], [EON13]). Asimismo, la instalación de tecnologías renovables en redes débiles tales como islas o zonas rurales remotas requiere de la participación de dichas fuentes en la regulación de la red. Por ejemplo, en Puerto Rico existen, al igual que en los países anteriormente citados, normativas de conexión de fuentes de generación renovable al sistema eléctrico para el control de la potencia entregada al sistema. El cumplimiento de dichas normativas requiere normalmente el uso de sistemas de almacenamiento, cuyo tamaño conviene minimizar, como se propone en [PAR15].

En cualquier caso, la integración de renovables es técnicamente posible. En [BUD13] se hace un estudio a gran escala (un área con 31,5 GW de consumo medio, similar a España), para la creación de un sistema eléctrico 99,9% renovable mediante el uso de

diferentes tecnologías de almacenamiento apoyando a grandes parques de generación renovable. No obstante, se espera que buena parte de la generación renovable sea distribuida y a pequeña escala, lo cual permite reducir las pérdidas de transporte y distribución, aumentar la eficiencia del sistema y contribuir a la creación de un nuevo sistema eléctrico con una mayor calidad y fiabilidad de suministro [COS09].

Este tipo de generación distribuida, instalada en puntos de consumo, con capacidad de gestión propia, y unida a la red en un solo punto de conexión forma lo que se denominan microrredes [HAT07]. Las microrredes serían la unidad fundamental de un sistema de gestión descentralizado, y podrían estar integradas en pequeñas industrias, edificios de oficinas, zonas urbanas o, como en el caso propuesto en esta tesis, viviendas unifamiliares. Con la ayuda de sistemas de acumulación, son capaces de regular la potencia intercambiada con la red, participando en el control de la misma como unidades fundamentales de las nuevas redes eléctricas, las *smart grids* [HAT14].

Las microrredes abarcan multitud de tecnologías y escenarios. Se encuentran microrredes tanto en instalaciones militares como civiles, ya sean éstas rurales, industriales, comerciales o residenciales tanto en países en vías de desarrollo como en países tecnológicamente avanzados. Estados Unidos es el país que más megavatios tiene instalados en microrredes; no obstante, en número de proyectos individuales, las microrredes instaladas en zonas rurales en países en vías de desarrollo suponen un porcentaje más significativo según [NAV13] y [UNF14]. Más importante aún que el número de instalaciones, es que la tendencia es creciente en todos estos campos, según estos mismos estudios.

Esto es debido a que, en países desarrollados, las microrredes suponen la oportunidad de producir electricidad de manera limpia y sostenible mediante recursos locales aportando mayor independencia energética a la vez que garantizando el suministro eléctrico continuo a sus cargas al ser capaces de aislarse y autoabastecerse durante una falta de la red, incrementando así la fiabilidad de suministro. En el caso de países en vías de desarrollo, existen zonas rurales en las que no existe acceso a la red eléctrica ni planes de hacerlo debido a las dificultades técnicas y al coste que ello supondría, dejando a 1200 millones de personas sin acceso regular a la electricidad [GUI14]. En estos casos, las microrredes son la solución más viable para electrificar dichas zonas. Esto supone una gran mejora en la calidad de vida de las personas afectando positivamente tanto a su salud (sustitución de lámparas de queroseno por luz eléctrica, uso de frigoríficos, etc.) como a la economía del lugar (nuevas oportunidades de negocio que brinda la electricidad, como herramientas eléctricas) ([UNF13] [GUI14]).

Esta multitud de escenarios supone una gran diversidad de configuraciones, arquitecturas de red e incluso objetivos, que van a determinar la estrategia de gestión que

gobierno a cada microrred. La estrategia de gestión de una microrred es la responsable de determinar el funcionamiento de los elementos de la microrred como por ejemplo, la potencia entregada por unas baterías o un grupo electrógeno, la potencia consumida por cargas gestionables o el intercambio de potencia con la red. Al existir más de un grado de libertad, existen infinitas estrategias que pueden ejecutarse sin violar las restricciones físicas, comportándose no obstante de manera muy diferente. Por lo tanto, es fundamental diseñar la estrategia adecuada que consiga los objetivos fijados de la forma más eficiente.

En el campo de las microrredes aisladas y con fuentes no gestionables, el objetivo principal es el de mantener al sistema en marcha limitando la potencia de los generadores en el caso de exceso de generación y aplicando técnicas de gestión de la demanda en casos de déficit energético ([KYR13], [URT15]). Sin embargo, cuando existen generadores gestionables, el objetivo habitual en la bibliografía es la reducción de costes de operación mediante la programación óptima de las unidades gestionables ([MAR13], [MAR13'], [MAR14'], [ZHA14]).

El caso de las microrredes conectadas a red es distinto al de las microrredes con generación gestionable ya que la potencia excedentaria puede ser aprovechada vertiéndola a la red. Además, en estos casos, se debe tener en cuenta el precio de la electricidad en el mercado si lo que se busca es minimizar el coste de operación ([XUE14], [COM15], [VEL14], [TAS14], [NIK12], [CHE13], [PAR14], [XIA15]).

La mayor parte de artículos encontrados en la bibliografía tienen en común un objetivo económico. No obstante, los incentivos y penalizaciones que puede imponer el operador de red, son en el fondo el reflejo de restricciones técnicas del sistema, como son la congestión o la estabilidad de la red. Por esta razón, esta tesis se centra directamente en la reducción de picos y fluctuaciones en el perfil de potencia intercambiado con la red, de forma similar a otros trabajos ([KIM08], [ZHO11], [KOO14], [BAR11'], [AVI12], [MAR14], [HAN14]), lo cual aporta los siguientes beneficios: (1) reducción de sobretensiones en redes de baja tensión provocados por la inyección de potencia en la red ([MAS02], [MAH11]); (2) mejor uso de las redes de transporte y distribución ([BLA07]); y (3) mejor calidad y estabilidad en la red gracias a la supresión de fluctuaciones de potencia ([PAR11],[SHI08]).

Una forma habitual de reducir picos y fluctuaciones en el perfil de potencia intercambiado con la red es aplicar un filtro paso-bajo ([SHI08], [KIM08]). Esta estrategia consiste en separar las altas y bajas frecuencias del perfil de potencia, aplicando, por ejemplo, una media móvil, y asignar la alta frecuencia a las baterías de forma que la red sólo vea la baja frecuencia. Sin embargo, la componente de baja frecuencia queda retrasada con respecto al perfil original, lo cual requiere una batería mayor que utilizando otras estrategias. Además, esta estrategia ignora ciertas variables como el estado de carga

de las baterías (SOC, en porcentaje sobre el valor útil) resultando en una infrautilización del sistema de almacenamiento y obligando a sobredimensionarlo.

En [BAR11'] se diseña una estrategia más avanzada, basada en una serie de pasos que buscan minimizar los picos y fluctuaciones de potencia intercambiada con la red. En los cálculos, esta estrategia incluye coeficientes dependientes del SOC que determinan el reparto del perfil de potencia neta entre red y baterías. Esta misma idea es llevada a cabo mediante lógica borrosa en [AVI12].

En cualquier caso, una estrategia basada únicamente en el estado actual de la microrred y en datos históricos de la misma se tiene que enfrentar a cambios repentinos de generación y consumo que, sin más información disponible, son, en principio, impredecibles. Para poder enfrentarse a estos cambios imprevistos, es por tanto necesario disponer de baterías sobredimensionadas preparadas para absorber o dar la energía sobrante o deficitaria. Para evitar esta medida y optimizar el uso del almacenamiento energético, una posible solución consiste en anticiparse a estos cambios mediante la predicción de las potencias involucradas, tanto de consumo como de generación [HAT14].

En el caso de la predicción de la demanda, es habitual el uso de la predicción basada en datos históricos. Las técnicas de predicción a corto plazo se pueden clasificar en dos grandes grupos: métodos estadísticos y métodos basados en la inteligencia artificial [BOR13]. Los primeros son más sencillos pero menos eficaces, siendo la mejor solución una combinación de ambos ([AMJ07], [MAR14"]). No obstante, en el caso habitual de agregar consumidores, la persistencia, asumiendo un patrón periódico, o "método estacional *naïve*" [HYN13], es suficientemente precisa a partir de unas pocas viviendas [GON14].

En el caso de la predicción de la generación renovable, la persistencia puede ser útil para el muy corto plazo o para la identificación de patrones estacionales, pero, para horizontes de unas horas hasta un día, son preferibles los modelos numéricos de predicción meteorológica ([REM08], [LOR09], [FOL12]) como los utilizados en [MAR14] y [HAN14].

En [MAR14] por ejemplo, se propone la programación para el día siguiente de un sistema híbrido solar-eólico mediante predicción y utilizando baterías para la corrección del error en intervalos horarios. Sin embargo en esta estrategia no se gestionan los picos y fluctuaciones de potencia intercambiados con la red. En [HAN14] se utiliza una batería para minimizar los picos absorbidos de la red por una microrred compuesta por un edificio con generación fotovoltaica. El sistema predice la generación y consumo del día siguiente y mediante una rutina de optimización lineal calcula el punto de operación de la batería durante el día para minimizar el máximo valor de potencia absorbida de la red.

En esta tesis se propone un análisis de diferentes estrategias en orden creciente de complejidad para poder observar las mejoras conseguidas en cada paso. El escenario y

objetivo general de todas las estrategias propuestas en la tesis es la minimización de picos y fluctuaciones en el perfil de potencia intercambiado con la red en una vivienda con generación renovable y acumulación energética.

El primer objetivo concreto de la tesis consiste en analizar el problema, es decir, estudiar los perfiles de potencia de los diferentes elementos de la microrred y su interacción, ya sea directa, en el caso de flujos de potencia confluyentes, o indirecta, en el caso de la posible interacción de distintos sistemas (sistema eléctrico y térmico). Este análisis se realiza en el Capítulo 2.

El segundo objetivo es el diseño de estrategias de gestión energética para la microrred y evaluación comparativa en base a criterios específicos de calidad. Este objetivo se desarrolla en los Capítulos 3 a 7.

En los Capítulos 3 y 4, se desarrollan y analizan estrategias de gestión sin datos de predicción. Las estrategias del Capítulo 3 basan su gestión en el control de la batería en función del balance de potencias instantáneo, mientras que en el Capítulo 4 se desarrollan estrategias de similar estructura, pero basándose en el balance energético diario en la microrred.

Consecuencia del análisis de estas primeras estrategias, se verá la necesidad de utilizar predicción de la potencia. Para ello, se analiza en el Capítulo 5 la predicción del consumo y de la generación estudiando por separado los datos medidos por los vatímetros y la estación meteorológica de la microrred, los datos de predicción meteorológica ofrecidos por el servidor utilizado y los modelos físicos que ayudan a transformar los datos de variables ambientales en datos de potencia generada.

Posteriormente, en el Capítulo 6 se analizan las ventajas de la utilización de los datos de predicción y cómo utilizarlos, poniéndose en práctica su uso. La estructura del control propuesto es similar a la vista en el Capítulo 4, pero, debido a la naturaleza de los datos de predicción, se desarrolla un nuevo control de la batería basado en el error de la predicción. Este control mejora notablemente los resultados en comparación con los obtenidos en las estrategias previas. No obstante, del análisis de esta estrategia, queda patente la influencia que tiene el sistema térmico sobre el eléctrico, que puede ser negativa si se deja que evolucione de forma independiente. Por el contrario, el sistema térmico puede ser muy beneficioso si la estrategia toma el control del mismo. Así, en el Capítulo 7, se hace uso de una caldera eléctrica gestionable, que hace de nexo entre el sistema eléctrico y el térmico, y un depósito de agua caliente que sirve de almacén de energía térmica. De esta forma, se fusiona la gestión de ambos sistemas creando un único sistema energético, denominado microrred electrotérmica.

El tercer objetivo de la tesis es la validación experimental de los resultados obtenidos. Así, realizados los análisis de las distintas estrategias mediante simulación, se prueba su

funcionamiento en la microrred instalada en el Laboratorio de Energías Renovables de la UPNA. Su implementación y los resultados obtenidos se detallan en el Capítulo 8.

Finalmente, en el Capítulo 9 se repasan las principales conclusiones y se presentan las líneas futuras.

CAPÍTULO 2

Descripción de la microrred y planteamiento del problema

2.1 ELEMENTOS DE LA MICRORRED

2.1.1 Estructura

Si bien las filosofías de control de las estrategias energéticas que se presentan en esta tesis son válidas para la mayoría de microrredes, éstas pueden tener características muy distintas (por ejemplo, forma y magnitud de los perfiles de potencia de consumo y generación, tecnología de almacenamiento utilizada, etc.) que repercutirán directamente sobre los parámetros de las estrategias de control. Por lo tanto, para poder diseñar una estrategia de gestión, es necesario conocer los parámetros de la microrred a controlar, para lo cual se ha planteado un caso de estudio. Sobre este caso de estudio tratan a partir de ahora todas las estrategias propuestas en esta tesis.

El caso de estudio consiste en una vivienda unifamiliar, de la cual se consideran los consumos eléctricos habituales, aire acondicionado y consumo de ACS. Esta vivienda está provista de un suministro de energía renovable mediante tecnología fotovoltaica, eólica y termosolar para abastecer la mayor parte del consumo. La microrred está conectada a la red, de donde se toma el resto de energía, si bien el intercambio de energía con la red deberá ser controlado para evitar picos de potencia y fluctuaciones, lo cual es el objetivo principal de esta tesis. Para la gestión energética se dispone de una batería de plomo ácido, un depósito de agua caliente y una caldera eléctrica gestionable. En última instancia también se puede limitar la generación renovable, si bien las estrategias se diseñarán de forma que eviten esta situación en la medida de lo posible.

En la Figura 2.1 se muestra la disposición de los principales elementos de la microrred, incluyendo los convertidores de potencia necesarios. Como se puede observar, hay dos zonas diferenciadas que son el subsistema eléctrico y el de ACS. En el subsistema eléctrico, las baterías, y los generadores fotovoltaico y eólico vierten al bus DC toda su potencia, la cual es transferida al bus AC mediante un inversor que se considera ideal. En el bus AC está la conexión a red y las cargas eléctricas, incluida la caldera. Por otro lado, en el subsistema de ACS hay un depósito de agua del cual se abastece a la vivienda de agua caliente sanitaria. Este depósito tiene como suministros energéticos un colector termosolar, que abastece la mayor parte del consumo de ACS y una caldera eléctrica, que apoya al colector. Esta caldera se analiza inicialmente como una carga no gestionable, pero jugará un papel importante en las estrategias en que se permita su gestión. Los parámetros de los elementos de la microrred de la Figura 2.1 necesarios para el modelado y control de la misma se describen en los siguientes subapartados.

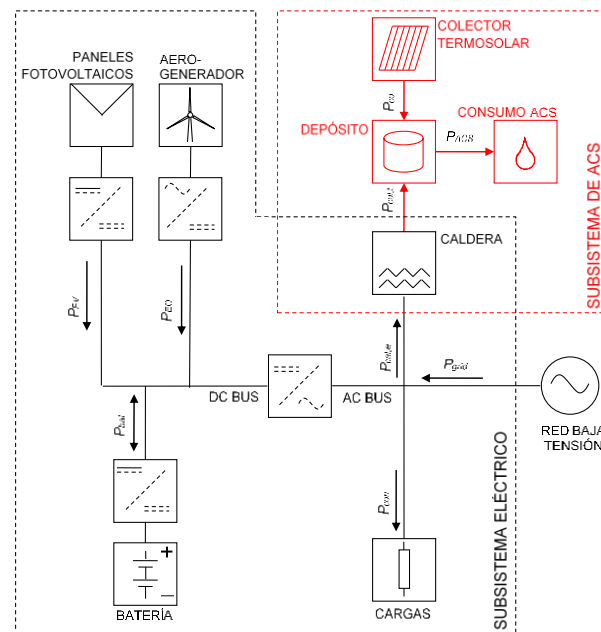


Figura 2.1 Esquema de la microrred

2.1.2 Demanda eléctrica

Las cargas eléctricas de la Figura 2.1 comprenden los elementos de iluminación y electrodomésticos habituales de un hogar, además de un sistema de aire acondicionado mediante bomba de calor reversible y una caldera. Como se observa, se ha separado la

caldera del resto de cargas eléctricas por dos motivos: (1) al contrario que el resto de cargas eléctricas, no es un elemento de consumo final desde el punto de vista del balance energético global, sino un elemento que transforma la energía eléctrica en energía térmica aprovechable dentro del sistema; y (2), también es un elemento diferenciado del resto de cargas ya que se puede utilizar como una carga gestionable. Para la simulación será necesario disponer del perfil de potencia de las cargas (excluyendo la caldera) y el perfil de potencia de la caldera. En el último caso, el perfil será diferente si se utiliza la caldera como carga gestionable o como carga pasiva.

En el caso del perfil de demanda excluyendo la caldera, se ha utilizado el mismo perfil que en [BAR11], que se obtuvo por medida directa en una vivienda durante más de un año. En el caso de la caldera como carga pasiva, se ha simulado su perfil de potencia haciéndola funcionar con un control por histéresis que mantiene la temperatura del depósito entre 50°C y 55°C, tal y como se detalla en la sección 2.2.5. La potencia nominal de la caldera es de 2 kW y la potencia instantánea que consume se denomina $P_{cal,e}$. El aporte calórico al depósito por parte de la caldera, que será menor que $P_{cal,e}$ debido a las pérdidas de conversión, se denomina $P_{cal,t}$. Se considera que la eficiencia de conversión en la caldera es del 95%, es decir, el ratio entre $P_{cal,e,t}$ y P_{cal} es 0,95.

En resumen, se han diferenciado dos potencias de consumo eléctrico: (1) P_{con} , consumo de todas las cargas eléctricas incluida la caldera eléctrica funcionando como elemento pasivo, el cual presenta un valor medio anual de 1,52 kW y picos máximos de hasta 6,6 kW; y (2), P'_{con} , consumo de las cargas eléctricas excluyendo la caldera, que presenta un valor medio anual de 1,27 kW y picos máximos de hasta 6,0 kW. En la Figura 2.2 se muestra el perfil de potencia del consumo, P_{con} , a la largo de un año y durante 4 días de julio. En la Figura 2.2a se puede apreciar claramente la influencia del sistema de aire acondicionado, que funciona durante los meses de invierno y verano, provocando un cambio estacional en el consumo. En la Figura 2.2b se puede apreciar el perfil diario del consumo.

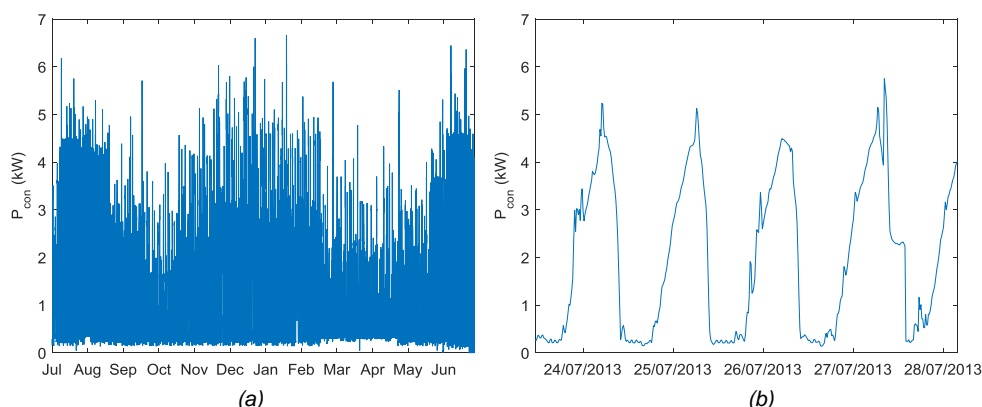


Figura 2.2 Potencia consumida en la microrred incluida la caldera como carga pasiva, P_{con} (a) durante un año y (b) durante 4 días de julio.

2.1.3 Generación fotovoltaica

El generador fotovoltaico de la vivienda es un generador de 6 kW, situado en Pamplona, España, orientado al Sur y con una inclinación de 30°. El perfil de generación se ha obtenido a partir de las medidas realizadas en el sistema fotovoltaico de la microrred de la UPNA que se describe en el Capítulo 9. Como avance, cabe destacar que la instalación fotovoltaica de la UPNA comparte la misma localización, orientación e inclinación que las supuestas para el sistema fotovoltaico de la microrred, pero cuenta con 3,6 kWp reales. Por ello, el perfil que se considera en las estrategias de gestión, denominado P_{FV} , es el medido en el lado de DC de la instalación de la UPNA escalado por un factor de 5/3. La generación durante un año y durante 4 días de julio se muestra en la Figura 2.3.

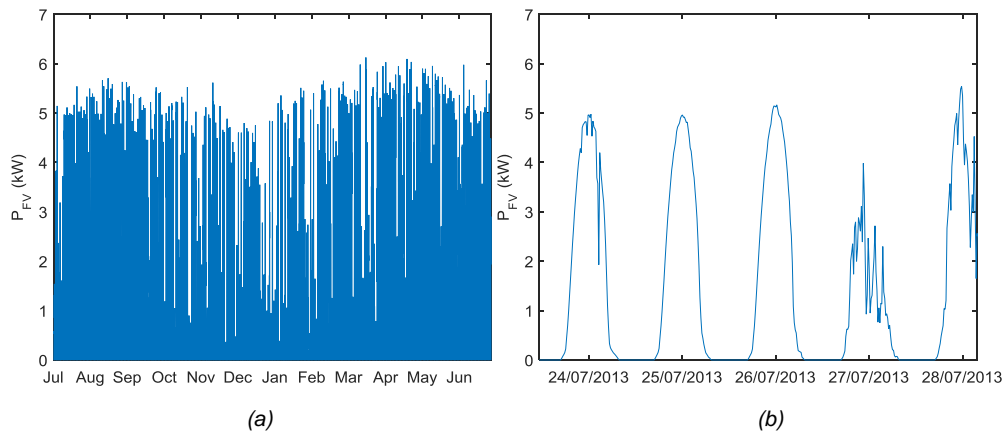


Figura 2.3 Potencia fotovoltaica en la microrred, P_{FV} (a) durante un año y (b) durante 4 días de julio.

2.1.4 Generación eólica

La mini turbina eólica de la vivienda estudiada tiene una potencia nominal de 6 kW. El perfil de generación se ha obtenido directamente a partir de las medidas realizadas en el aerogenerador de 6 kW de la microrred de la UPNA que se describe en el Capítulo 9. La potencia eólica que se considera en las estrategias, denominada P_{EO} , de gestión es la medida a la entrada del convertidor. La generación durante un año y durante 4 días de julio se muestra en la Figura 2.4.

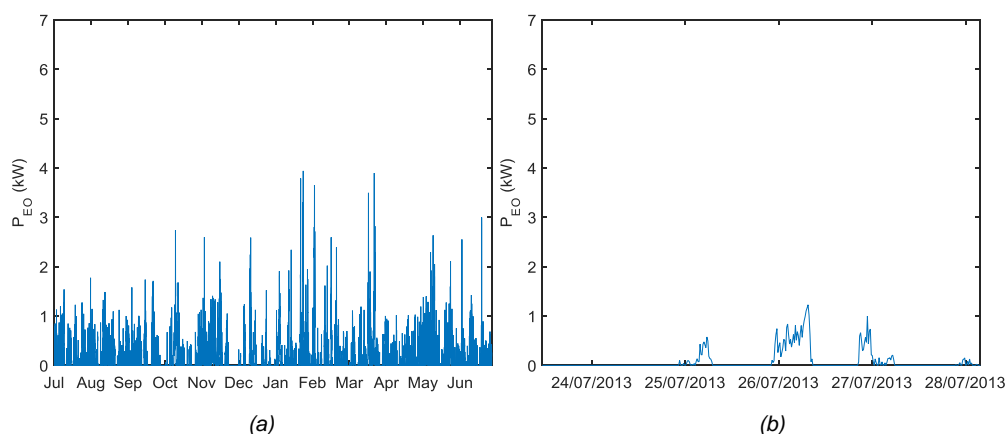


Figura 2.4 Potencia eólica generada en la microrred, P_{EO} (a) durante un año y (b) durante 4 días de julio.

2.1.5 Demanda de ACS

Como consumo de ACS se utiliza un perfil generado a partir de los datos de [BAR11] sobre los consumos individuales de cada elemento de la vivienda. Se ha generado el perfil de demanda de ACS de un día (Figura 2.5), que se repite para cada día del año y que se denomina P_{ACS} .

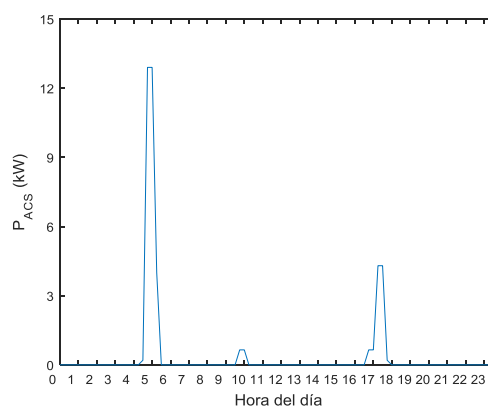


Figura 2.5 Consumo de ACS en términos de potencia durante un día.

2.1.6 Generación termosolar

La generación termosolar de la vivienda es proporcionada por un colector de 2 kW de potencia nominal a $1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ y 0°C de diferencia de temperatura entre el fluido y la

temperatura ambiente. Su potencia, P_{CO} , ha sido simulada a partir de los datos meteorológicos obtenidos en la estación de la microrred de la UPNA combinados con la hoja de características del panel DIUN-CL4 y suponiendo que, al igual que los paneles fotovoltaicos, está orientado al Sur e inclinado 30° . La ecuación que da la potencia térmica generada obtenida a partir de la hoja de características es:

$$P_{CO} = G \cdot 10^{-6} \cdot [-2,222 \cdot 10^{-9} \cdot (T - T_{ext})^6 + 6,666 \cdot 10^{-7} \cdot (T - T_{ext})^5 - 7,778 \cdot 10^{-5} \cdot (T - T_{ext})^4 + 0,00334 \cdot (T - T_{ext})^3 - 0,07788 \cdot (T - T_{ext})^2 - 9,664 \cdot (T - T_{ext}) + 1928], \quad (2.1)$$

donde G es la irradiancia en el plano del panel en $W \cdot m^{-2}$, T es la temperatura del fluido en $^\circ C$ y T_{ext} la temperatura ambiente en el exterior en $^\circ C$. El resultado sin restricciones se muestra en la Figura 2.6, si bien en la estrategia se corta la generación alcanzados los $65^\circ C$ en el depósito.

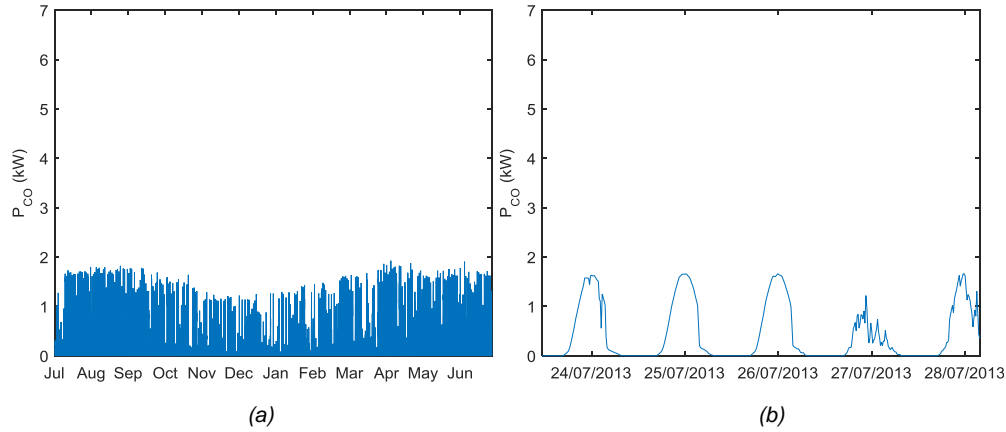


Figura 2.6 Potencia térmica generada en la microrred, P_{CO} (a) durante un año y (b) durante 4 días de julio.

2.1.7 Batería

La batería utilizada en la microrred podría ser en principio de cualquier tecnología apta para una vivienda, siempre y cuando soporte los perfiles de potencia a los que será sometida y tenga la capacidad útil necesaria. No obstante, para modelar la microrred es necesario elegir una tecnología ya que esto influirá en el funcionamiento final del sistema, afectando principalmente a la eficiencia del mismo. La batería seleccionada para la vivienda es de plomo-ácido, debido a que es la tecnología más madura y asequible, si bien las baterías de iones de litio presentan mejores prestaciones, especialmente su eficiencia, y supondrán una mejor alternativa tan pronto como descienda su coste.

La capacidad útil de la batería utilizada, C_{bat} , es de 36 kWh, que corresponde a 24 h del consumo eléctrico medio. Esto, en principio, permitiría atenuar las oscilaciones diarias de la potencia intercambiada con la red.

La potencia eléctrica en bornes de la batería es P_{bat} (considerándose su valor positivo en el caso en que las baterías aporten energía al sistema, es decir, en descarga), mientras que la potencia real que interviene directamente en la carga o descarga de la batería es $P_{bat,SOC}$. La diferencia entre $P_{bat,SOC}$ y P_{bat} es la potencia disipada debida a las pérdidas en la batería. El cálculo exacto del SOC se verá en la sección 2.2.3 referente al balance de energía en la batería.

2.1.8 Depósito de ACS

El depósito de agua caliente tiene la misión de almacenar el ACS ya calentada de forma que el suministro de agua caliente sea inmediato y permitiendo desacoplar el uso de la caldera y el consumo de ACS. El depósito seleccionado tiene un volumen, V , de 800 l y está sujeto a unas pérdidas por conducción, $P_{perd,dep}$, que dependen de la geometría del mismo, del tipo de aislante y de la diferencia de temperatura entre el fluido, T , y el ambiente, que al estar dentro de la casa se supone constante e igual 25°C. El cálculo de las pérdidas y de la variación de temperatura se verá en la sección 2.2.5, referente al balance de energía en el depósito.

2.2 BALANCES DE POTENCIA Y ENERGÍA

2.2.1 Sistema energético total

Como se ha visto en la Figura 2.1 existen dos subsistemas, uno eléctrico y otro térmico cada uno de los cuales tiene un único nodo de potencias (considerando que el inversor que une los buses AC y DC es ideal). En estos nodos, el balance de potencia debe ser cero. Estos balances permitirán conocer los valores de potencia aportada a la batería y al depósito que, junto su modelo, permitirán modelar la variación del SOC y de la temperatura del depósito. Además, es de especial importancia estudiar el balance energético global teniendo en cuenta las entradas y salidas de potencia en la frontera de la microrred. En la Figura 2.7 se presentan en un único gráfico tanto los balances de potencia en los nodos eléctrico y térmico como el balance global de la microrred. Además, esta figura permite ver con claridad el potencial de la caldera como gestor energético en la microrred, que permite regular el transvase de energía del nodo eléctrico al térmico pudiendo aliviar el trabajo de la red en ciertas ocasiones y permitiendo transvasar parte de la energía de la batería al

depósito en los casos en que ésta se aproxime al 100%. Nótese que las flechas de la Figura 2.7 indican la dirección de la potencia. Se ha utilizado una flecha sólida simple para los flujos unidireccionales de potencia y una flecha doble en el caso de flujos bidireccionales. En este último caso, la dirección que por convenio se toma como positiva es la de la punta de flecha sólida.

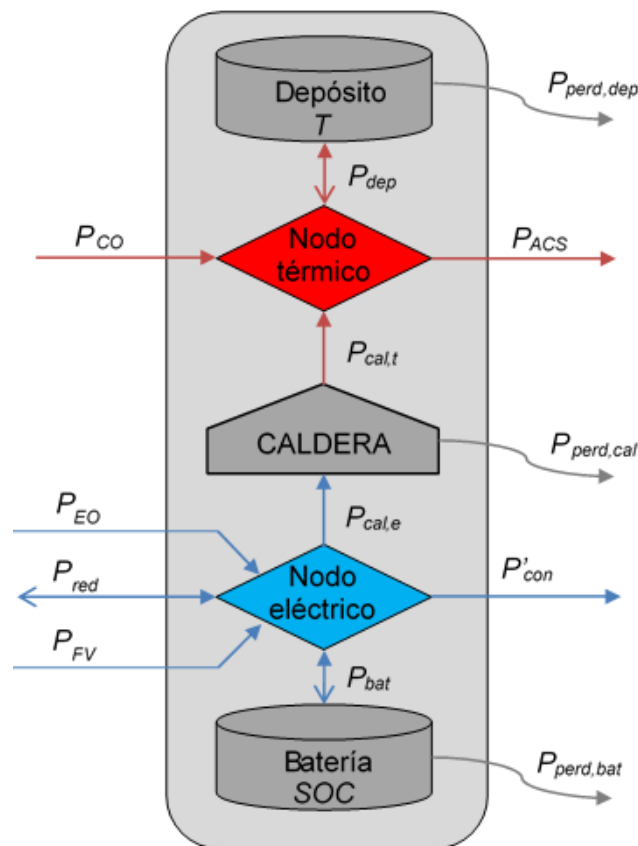


Figura 2.7 Balances de potencia en la microrred. En los nodos el balance de potencia debe ser cero. En cada nodo se resuelve el aporte de potencia a la batería y el depósito que, junto a las pérdidas, servirán para calcular la variación de SOC y temperatura respectivamente. Las flechas simples indican la dirección que por convenio se toma positiva en los flujos de potencia unidireccionales. Las flechas dobles indican flujos de potencia bidireccionales, siendo la dirección que se toma como positiva la indicada por la punta de flecha sólida.

2.2.2 Balance de potencia en el nodo eléctrico

En el caso del subsistema eléctrico, existe un único nodo en el cual la suma de potencias tiene que ser cero. A este nodo están ligados la generación fotovoltaica y eólica, la potencia de la batería, la potencia de las cargas, la potencia de la caldera y la potencia intercambiada con la red que, respetando el convenio de signos adoptado en esta tesis, se relacionan según la siguiente ecuación:

$$P_{FV} + P_{EO} + P_{red} + P_{bat} = P'_{con} + P_{cal}, \quad (2.2)$$

La expresión anterior muestra que el consumo total de las cargas eléctricas incluida la caldera (sea gestionable o no) tiene que ser suministrado por los generadores, la red y las baterías. Suponiendo que la demanda y la generación no son gestionables, se deduce de esta ecuación que, una vez fijado un valor para la potencia intercambiada por la red, la única variable que permite alcanzarlo es la potencia de las baterías. En caso de utilizar la caldera como una carga gestionable, se dispondrá de mayor flexibilidad en la gestión de la potencia.

2.2.3 Balance de energía en la batería

Para modelar la carga y descarga de la batería en las simulaciones, se utiliza el modelo de pérdidas del cargador de las baterías instalado en la UPNA. Las siguientes fórmulas sirven para calcular la potencia neta que interviene en la carga y descarga de las baterías, $P_{bat,SOC}$, es decir, la potencia que determina únicamente la variación del SOC. La diferencia entre $P_{bat,SOC}$ y la potencia medida en bornes de la batería, P_{bat} , será la potencia disipada por pérdidas en las baterías. Como se puede observar, se supone que el proceso de descarga tiene un rendimiento del 100%, mientras que la carga tiene un rendimiento decreciente conforme se acerca la batería al 100%.

$$P_{bat,SOC} = P_{bat} \cdot \min \{ 1 ; 1 - 1,5 \cdot (0,6 \cdot SOC/100 - 0,4) \} \quad (2.3)$$

Si $P_{bat} < 0$

$$P_{perd,bat} = P_{bat,SOC} - P_{bat} \quad (2.4)$$

$$P_{bat,SOC} = P_{bat} \quad (2.5)$$

Si $P_{bat} \geq 0$

$$P_{perd,bat} = 0 \quad (2.6)$$

Una vez determinada la potencia neta que interviene en la carga y descarga de las baterías, el cálculo del SOC es trivial. En cada paso de simulación se suma al SOC la

variación que haya sufrido (ΔSOC) en el intervalo de tiempo de simulación (Δt) que se calcula:

$$\Delta SOC = 100 \cdot \Delta t \cdot P_{bat, SOC} / C_{bat} \quad (2.7)$$

2.2.4 Balance de potencia en el nodo térmico

En el caso del subsistema térmico, las potencias en juego son la generación térmica de los colectores, el consumo de ACS y la potencia térmica aportada por la caldera. El balance de estas potencias dará como resultado la potencia aportada al depósito, P_{dep} . Respetando el convenio de signos adoptado en esta tesis, la ecuación en este nodo es:

$$P_{CO} + P_{cal,t} = P_{ACS} + P_{dep} \quad (2.8)$$

Dado que el consumo de ACS es, en término medio, superior al aporte de los colectores, es necesario el aporte de energía de la caldera. Este aporte podrá hacerse de manera controlada permitiendo un control más flexible de la potencia intercambiada con la red. Sea cual sea la estrategia de control de la caldera, dados P_{CO} y P_{ACS} , y determinado el valor de P_{cal} , se puede determinar la potencia que aporta o sustrae el sistema al depósito. Junto con las pérdidas, esta potencia determina la variación de la temperatura del agua en el depósito.

2.2.5 Balance de energía en el depósito de ACS

Para calcular el incremento de la temperatura en el depósito, hay que tener en cuenta, además de P_{dep} , las pérdidas por conducción en el depósito. La variación de temperatura, ΔT , en el depósito, durante el paso de simulación, Δt , es:

$$\Delta T = \Delta t \cdot (P_{dep} - P_{perd,dep}) / (c_p \cdot \rho_{H_2O} \cdot V) \quad (2.9)$$

donde c_p es la capacidad específica del agua y ρ_{H_2O} su densidad. Dado el pequeño rango de temperaturas previsto para el agua, estos valores se toman constantes e iguales a 4,18 kJ·°C⁻¹·kg⁻¹ y 985 kg·m⁻³, que son los correspondientes a 55°C y presión atmosférica. La ecuación que permite estimar las pérdidas por conducción a través de las paredes de un cilindro vertical es:

$$P_{perd,dep} = k \cdot 2 \cdot \pi \cdot L \cdot (T - 25) / \log(R_2/R_1), \quad (2.10)$$

donde k es la conductividad térmica del aislamiento, que en el caso del poliuretano es 2,4·10⁻⁶ kW·m⁻¹·°C⁻¹, L la altura del depósito, 2,14 m, R_1 el radio interior del depósito,

0,375 m y R_2 el radio exterior del depósito, es decir, el radio interior más el espesor del aislamiento, que al ser este último de 10 cm, toma el valor de 0,475 m.

Dado que $P_{perd,dep}$ no es controlable y además sólo extrae energía del sistema, resulta evidente que habrá que controlar el valor de P_{dep} para mantener la temperatura del depósito dentro de un rango de temperatura, que se ha establecido entre 50°C y 55°C para las estrategias sin gestión de la parte térmica. En estos casos, la caldera actuará por histéresis conectándose a plena potencia (2 kW) cuando se alcancen los 50°C y desconectándose cuando se alcancen los 55°C. Además, una vez alcanzada la temperatura de 65°C se corta la generación termosolar. En el caso en que la caldera sea un elemento de la estrategia de control, su funcionamiento se explicará en su correspondiente capítulo.

2.2.6 Balance energético global

Finalmente, merece atención especial el balance global, que es el que considera solamente las potencias que aportan o sustraen energía de la microrred de forma neta. Éstas son fácilmente identificables en la Figura 2.7, ya que son las que cruzan la frontera del rectángulo externo. En forma de ecuación, serían las siguientes potencias:

$$P_{in} = P_{FV} + P_{EO} + P_{CO} + P_{red} = P_{gen} + P_{red,,} \quad (2.11)$$

$$P_{out} = P'_{con} + P_{ACS} + P_{perd}, \quad (2.12)$$

donde P_{perd} representa la suma de las pérdidas del sistema descritas anteriormente (pérdidas en las baterías, en el depósito y en la caldera), P_{in} representa la suma de las potencias de entrada incluyendo la red, P_{out} la suma de las potencias de salida y P_{gen} el total de potencia generada en la microrred (eléctrica y térmica). Nótese que en un instante dado, P_{in} no tiene que ser necesariamente igual a P_{out} , ya que el almacenamiento se encarga de equilibrar el balance de potencias internamente. Esto es lo que permite que P_{red} , que es la única potencia gestionable de P_{in} y P_{out} , pueda tomar en principio cualquier valor. En definitiva, el balance energético durante un determinado intervalo de tiempo debe incluir la variación energética en los elementos de almacenamiento, ΔE_{alm} , según la ecuación:

$$\int (P_{in} - P_{out}) dt = \int (P_{red} + P_{gen} - P_{out}) dt = \Delta E_{alm}. \quad (2.13)$$

Por lo tanto la energía aportada por la red será:

$$\int P_{red} dt = \int P_{out} dt - \int P_{gen} dt + \Delta E_{alm} \quad (2.14)$$

Dado que $\int P_{out} dt$ y $\int P_{gen} dt$ tienen un valor determinado, ajeno a la estrategia de gestión, se puede afirmar que la energía aportada por la red a lo largo de un año tiene dos

componentes: (1) una, constante, independiente de la estrategia utilizada, que es la integración anual de $(P_{out} - P_{gen})$ y (2) otra, variable, que es la energía almacenada en el sistema. No obstante, en el caso de estudio, el valor de ΔE_{alm} es muy pequeño en comparación con la integración anual de $(P_{out} - P_{gen})$, por lo que se puede afirmar que la energía aportada por la red a lo largo de un año tiene prácticamente un valor único e independiente al de la estrategia utilizada.

En contra de este razonamiento se podría alegar que P_{perd} , que es parte de P_{out} , sí es gestionable si se regula el uso de los elementos de almacenamiento. De hecho si no se usan las baterías y se mantiene la temperatura del depósito al mínimo se minimizarían las pérdidas y por lo tanto el aporte energético necesario a la microrred. No obstante, este control iría totalmente en contra del objetivo de las estrategias, que consiste en minimizar los picos y fluctuaciones de potencia intercambiada con la red, por lo tanto P_{perd} no se puede considerar gestionable en este contexto.

Por ello, se puede considerar que en un año, la energía aportada por la red tiene un valor determinado. Sin embargo, la forma en que se tome esta energía de la red, es decir, el perfil de potencia intercambiado con la red, si puede ser gestionado. Si lo que se desea es un valor de red lo más suave posible, se podría tomar de la red un valor constante e igual a la integración anual de $(P_{out} - P_{gen})$ pero ello requeriría un almacenamiento estacional, lo cual no es viable por su excesivo tamaño. Con tiempos de integración menores, el requerimiento de almacenamiento sería también menor.

Por lo tanto es necesario establecer qué periodo de integración sería razonable aplicar, es decir, que fluctuaciones podría absorber el almacenamiento. Para ello se lleva a cabo un análisis del perfil de la potencia neta en el siguiente subapartado.

2.3 PERFIL DE LA POTENCIA NETA

Antes de abordar el problema de diseñar las estrategias de gestión para conseguir un determinado perfil de potencia intercambiado con la red, es necesario conocer el perfil de potencia al que se enfrenta la estrategia. La forma y magnitud de este perfil determinará la medida en que se puede atenuar la potencia intercambiada con la red. Como se puede observar en la Figura 2.7, los perfiles que van a determinar el perfil de la potencia de la red y de las baterías son aquellos que llegan al nodo eléctrico, es decir, potencia eléctrica consumida incluida la caldera, P_{con} , y potencias generadas fotovoltaica y eólica, P_{FV} y P_{EO} , respectivamente. A la diferencia entre el consumo y la generación en el nodo eléctrico se le denomina de ahora en adelante P_{net} .

$$P_{net} = P_{con} - P_{FV} - P_{EO} \quad (2.15)$$

Como se puede ver en la Figura 2.8a, este perfil presenta una variabilidad muy alta. En concreto oscila entre 5,75 kW y -6,45 kW a pesar de tener una potencia media de 0,166 kW. Esto obliga al usuario a tener una potencia contratada mucho mayor que su consumo medio, sobrecargando además innecesariamente la línea.

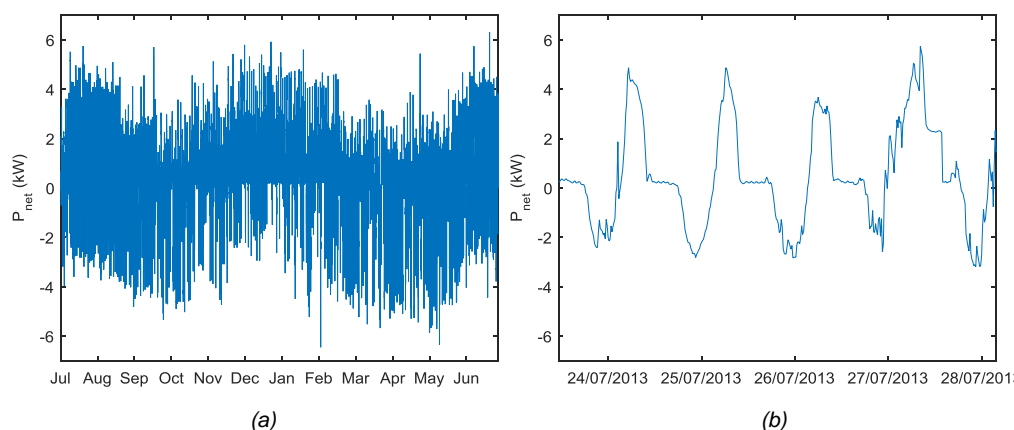


Figura 2.8 Potencia neta en la microrred incluida la caldera, P_{net} (a) durante un año y (b) durante 4 días de julio.

No es de extrañar que el perfil de P_{net} , al incluir el perfil de consumo residencial y la generación fotovoltaica y eólica, que tienen un patrón marcadamente diario, también tenga un patrón diario. En la Figura 2.8b se muestra el perfil de P_{net} durante cuatro días de julio. En esta figura se puede ver claramente el patrón diario de este perfil. Es fácil adivinar los perfiles de consumo y fotovoltaico y es importante comprobar cómo éstos no coinciden en el tiempo (en tal caso la componente diaria podría cancelarse). Al contrario, la generación supera al consumo durante las primeras horas de la mañana mientras que es el consumo quien supera a la generación por la tarde. Finalmente a la noche la potencia toma un valor casi constante y cercano a cero. Este patrón es el perfil diario que vería la red en ausencia de almacenamiento y es el que se pretende eliminar mediante las estrategias de gestión.

De forma intuitiva se puede ver cuál va a ser el papel de la batería si lo que se pretende es mantener un valor de potencia de red prácticamente constante a lo largo del día. Durante la noche y la mañana, cuando el valor de P_{net} sea bajo (inferior a la de ese día), la batería tendrá que absorber la diferencia cargándose, lo que a su vez le permite descargarse por la tarde para dar el pico de consumo, muy superior al consumo medio. La forma en que se haga la carga de la batería será la que determine la bondad del perfil de la red. Dicho de otra forma, si se impone que la red de un valor constante de potencia, que será el valor medio de la potencia durante esos días, para que la batería no se cargue ni se descargue completamente, la batería tendrá que dar un perfil de potencia igual que el de P_{net} pero con componente media cero. Esta opción, que podría ser en principio viable durante estos

cuatro días, no lo es a lo largo del año debido a la componente estacional. Habrá que buscar por lo tanto hasta qué punto pueden las baterías atenuar las fluctuaciones de P_{net} .

Para estudiar mejor las fluctuaciones presentes en la potencia neta, se ha realizado el análisis espectral del perfil de P_{net} mediante la transformada de Fourier de dicho perfil, de forma que puedan reconocerse sus principales fluctuaciones (Figura 2.9). Observando esta figura se puede apreciar claramente que la mayor componente es la diaria como era previsible. A su vez, debido a que la forma del patrón diario no es una senoide perfecta, se pueden apreciar cómo los submúltiplos de la frecuencia diaria tienen también un gran peso. Por otro lado se puede apreciar la fluctuación estacional cuya atenuación requeriría un almacenamiento excesivo en términos de la microrred objeto de estudio. Del análisis presentado, esto puede resultar chocante ya que la componente estacional es más pequeña que la diaria pero, obviamente, la energía asociada a cada componente es proporcional a su periodo. En el caso de la componente estacional esto supondría que la batería se cargara durante medio año y se descargara durante el otro medio año, lo cual sería inviable para una batería como la de la microrred.

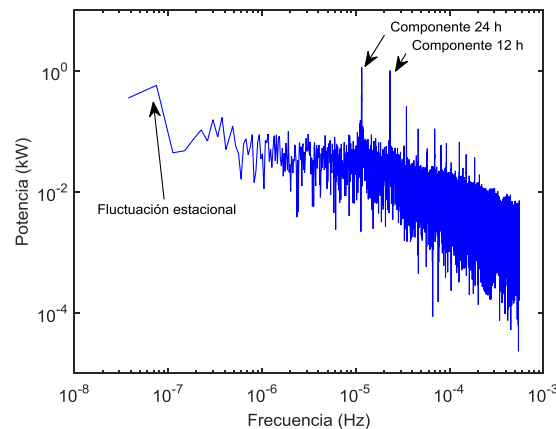


Figura 2.9 Análisis espectral de la potencia neta en la microrred durante 1 año.

Conocidos los perfiles de potencia involucrados en el sistema y cómo están relacionados entre sí y, conocidos los modelos de los acumuladores, se dispone de un modelo completo de la microrred. De esta forma es posible realizar simulaciones del sistema gobernado por distintas estrategias de control. No obstante es necesario fijar un objetivo y unos criterios de evaluación que permitan comparar el resultado de las estrategias entre sí.

2.4 OBJETIVO DE LAS ESTRATEGIAS Y CRITERIOS DE CALIDAD

2.4.1 Objetivo de las estrategias

El objetivo de las estrategias de gestión es el de suavizar la potencia intercambiada con la red, es decir, eliminar en la medida de lo posible los picos y fluctuaciones. Un extremo sería el de compartir con la red el perfil de la potencia neta, que sería el caso de no tener almacenamiento y el otro, compartir con la red una potencia constante durante todo el año lo cual requeriría un almacenamiento capaz de aportar las variaciones estacionales, lo cual requeriría un tamaño de batería inviable en una microrred residencial. La microrred del caso de estudio cuenta con una batería de 36 kWh que, como ya se ha mencionado, supone aproximadamente ± 12 horas del consumo medio. Esto quiere decir que podemos aspirar a eliminar las fluctuaciones de la potencia intercambiada con la red para frecuencias hasta la diaria, es decir, conseguir que a lo largo de un día la potencia intercambiada con la red sea prácticamente constante pero que vaya variando a lo largo del año para compensar las fluctuaciones estacionales de P_{net} .

Por lo tanto se persigue alcanzar un perfil de potencia intercambiado con la red similar a la media móvil retrasada (MMR) de 24 horas de P_{net} , $P_{net,24h}$, la cual eliminaría por completo las fluctuaciones diarias y sus múltiplos.

$$P_{net,24h} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_{net,i} \quad (2.16)$$

Para ello se ha simulado como ejercicio teórico previo al estudio de las estrategias, este caso de referencia simplificado, en el que la red aporta $P_{net,24h}$ y las baterías el resto. Se ha considerado en este ejercicio que la eficiencia de las baterías es del 100%. En la Figura 2.10 se muestra el diagrama de bloques de este control.

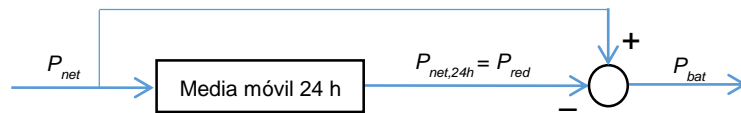


Figura 2.10 Diagrama de bloques de la estrategia de referencia

La Figura 2.11a muestra el perfil de red que resulta al aplicar este control que, a simple vista, se ve que presenta picos mucho más bajos que P_{net} (Figura 2.8). Además, en la

Figura 2.11b, donde se muestra P_{net} en rojo y su valor medio móvil en 24 horas en azul, se puede apreciar cómo las fluctuaciones diarias prácticamente han desaparecido.

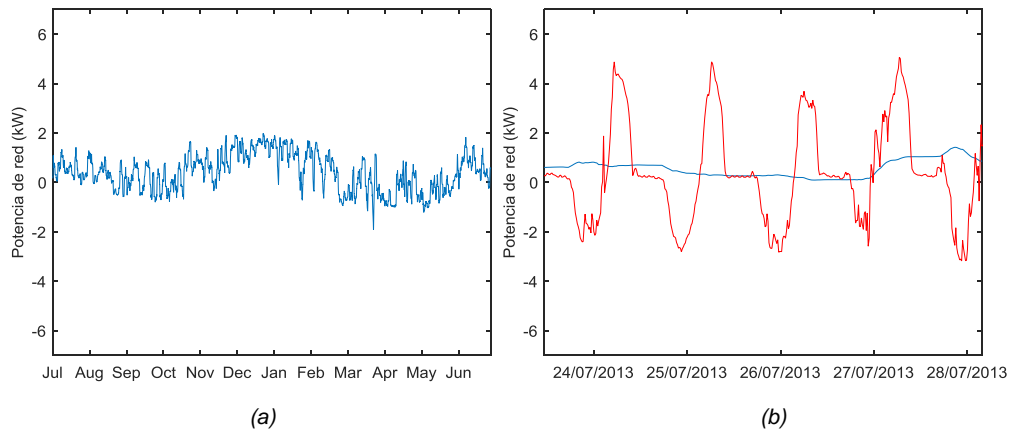


Figura 2.11 Media móvil de 24 horas de P_{net} (a) durante un año y (b) durante 4 días de julio en azul y P_{net} en rojo.

En la Figura 2.12, se muestra cómo efectivamente el filtro de media móvil de 24 horas elimina completamente las fluctuaciones diarias y todas aquellas de frecuencia múltiplo de la diaria. Otras frecuencias mayores a la diaria también son atenuadas aunque en menor medida y, por otro lado, las frecuencias menores a la diaria apenas son atenuadas.

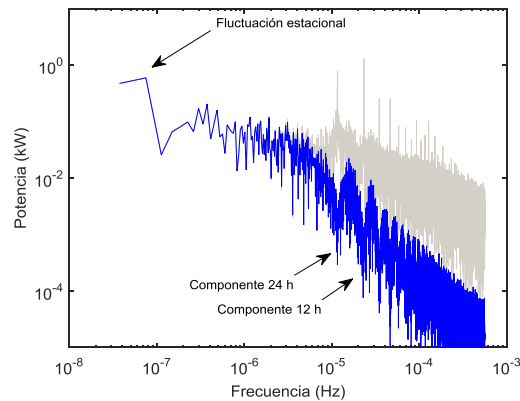


Figura 2.12 Análisis espectral de la potencia neta (gris) y de la potencia media a 24 horas (azul) en la microrred durante 1 año.

Sin embargo, como se muestra en la Figura 2.13, esta estrategia requeriría una batería de casi 60 kWh útiles. Dado que se dispone una batería de 36 kWh, los perfiles resultantes

de las estrategias limitadas por el tamaño de la batería tendrán mayores picos y fluctuaciones.

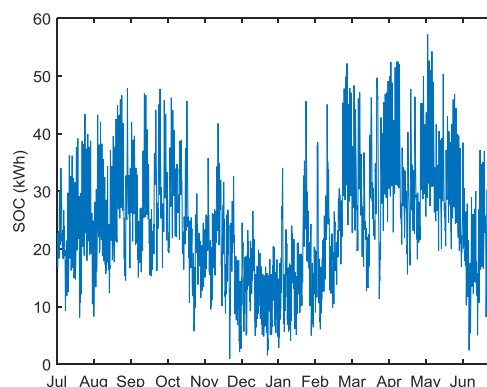


Figura 2.13 Estado de carga de la batería en kWh si se intercambia con la red el perfil de media móvil de 24h y en ausencia de pérdidas en la batería.

Para poder comparar los perfiles de potencia intercambiada con la red obtenidos con las distintas estrategias, además de la inspección visual de las gráficas, se hará una valoración numérica para lo cual se han definido los criterios de calidad que se explican a continuación.

2.4.2 Criterios de calidad

Los criterios de calidad deben reflejar el grado de consecución de los objetivos planteados, es decir, reducción de picos y fluctuaciones en el perfil de potencia intercambiado con la red.

- Máximo pico anual (P_+) [kW]: máximo valor de la potencia intercambiada con la red durante un año (kW).
- Mínimo pico anual (P_-) [kW]: mínimo valor de la potencia intercambiada con la red durante un año.
- Máximos picos (P_{99}) [kW]: percentil 99 del valor absoluto del perfil de potencia intercambiado con la red.
- Máxima rampa de potencia (MXP) [W/h]: La mayor rampa de potencia intercambiada con la red evaluada en una ventana de 15 minutos en valor absoluto durante un año.

- Rampa media de potencia (*MDP*) [W/h]: Valor medio del valor absoluto de las rampas de potencia intercambiadas con la red evaluadas en ventanas de 15 minutos.
- Variabilidad (*VAR*) [adimensional]: Este indicador es una variante del THD (total harmonic distortion) aplicado al perfil de potencia intercambiado con la red durante un año. Las diferencias con un THD convencional son dos. La primera es que sólo se consideran las frecuencias susceptibles de ser atenuadas. Se ha tomado como límite de frecuencia inferior 1,65e-06 Hz, correspondiente a fluctuaciones semanales lo cual ofrece un margen suficiente hasta la frecuencia diaria. Por otro lado, dado que el muestreo para la simulación es de 15 minutos, la frecuencia máxima analizable será la mitad que la de muestreo, es decir 5,55e-04 Hz, frecuencia equivalente a variaciones de 30 minutos. La segunda diferencia es que el denominador del THD no será el de ninguna frecuencia considerada principal ni el valor medio del perfil (ya que es distinto para cada estrategia y cercano a cero), sino que será el mismo valor para todas las estrategias. Se ha elegido el valor de potencia contratada en ausencia de almacenamiento, 6,6 kW.

En la Tabla 2.1 se muestra la evaluación de los criterios de calidad para los perfiles de P_{net} y de su media móvil de 24 horas.

	<i>P+</i>	<i>P-</i>	<i>P99</i>	<i>MXP</i>	<i>MDP</i>	<i>VAR</i>
P_{net}	6,53	-6,45	4,69	18648	1222,3	0,361
$P_{net,24h}$	1,98	-1,93	1,80	346	33,3	0,071

Tabla 2.1. Criterios de calidad evaluados para los perfiles P_{net} y $P_{net,24h}$.

Cualquier estrategia debería en principio conseguir un perfil de potencia intercambiado con la red con unos valores de los criterios de calidad asociados a dicho perfil inferiores a los evaluados para P_{net} y aspirar a alcanzar los valores de los criterios de calidad evaluados para $P_{net,24h}$.

En el Capítulo 3 se analiza el trabajo previo realizado en la UPNA en el contexto del proyecto ‘Diseño desarrollo e implementación de microrredes en Navarra’, en concreto, la estrategia y resultados presentados en [BAR11]. Como resultado del análisis de esta estrategia, se proponen una serie de modificaciones que conducen a una versión mejorada de la estrategia de [BAR11].

CAPÍTULO 3

Estrategias de gestión basadas en la potencia instantánea

3.1 INTRODUCCIÓN

Como ya se ha mencionado en el Capítulo 1, esta tesis está enmarcada dentro del proyecto ‘Diseño, desarrollo e implantación de microrredes en Navarra’. El trabajo desarrollado por la UPNA dentro de dicho proyecto hasta el año 2011 y, en especial, la parte referente a las estrategias de gestión de microrredes, quedó reflejado en la tesis [BAR11]. La presente tesis, que es su continuación natural, comienza por lo tanto analizando en este capítulo la estrategia desarrollada en [BAR11]. La identificación de sus puntos débiles da lugar a la propuesta de una estrategia que conserva la misma filosofía, pero con ciertas mejoras. Finalmente, tras analizar las limitaciones de estas estrategias, se propone un cambio en la filosofía de control, dando lugar a las estrategias propuestas a partir del Capítulo 4.

3.2 ESTRATEGIA PROPUESTA EN [BAR11] (ESTRATEGIA 0.1)

3.2.1 Algoritmo

INTRODUCCIÓN

En esta estrategia, el sistema térmico es un elemento de consumo pasivo, es decir, su funcionamiento queda al margen de la estrategia de gestión, siendo la red y la batería los únicos elementos gestionables. Si se reordena la ecuación (2.3) referente al nodo eléctrico, separando las potencias gestionables y las no gestionables, como muestra la ecuación (3.1), es evidente que la estrategia se reduce a repartir la suma de las potencias

no gestionables, denominada potencia neta, P_{net} , entre la batería y la red, como se ilustra en la Figura 3.1. Esta potencia neta es la potencia que la microrred necesita importar o exportar en cada momento, es decir, la potencia que intercambiaría con la red en ausencia de almacenamiento, como se puede deducir de la ecuación (3.1).

$$P_{red} + P_{bat} = P'_{con} + P_{cal} - P_{FV} - P_{EO} = P_{con} - P_{FV} - P_{EO} = P_{net} \quad (3.1)$$



Figura 3.1. Reparto de la potencia neta entre la red y la batería.

El objetivo de las estrategias es aplanar lo máximo posible la potencia intercambiada con la red. El caso extremo sería el de mantener la potencia de red a un nivel constante durante todo el año, pero esto sería inviable ya que la batería acabaría por cargarse o descargarse completamente debido a las fluctuaciones estacionales de la potencia neta, analizadas en el Capítulo 2. El otro extremo sería el de no utilizar la batería, en cuyo caso la red aportaría íntegramente la potencia neta. La solución final vendrá del compromiso entre mantener un perfil de potencia intercambiada con la red suave y mantener el SOC de la batería entre sus límites de operación.

La filosofía de esta estrategia de control, de manera resumida, es intentar utilizar la batería siempre que no se ponga en peligro su carga o descarga total y además intentar situar su SOC en torno a un valor que permita enfrentarse a cargas y descargas imprevistas, cuando el perfil de P_{net} lo exija. Con el objetivo de disponer de capacidad de reacción tanto para absorber excesos de potencia como para cederlos, [BAR11] fija el valor de referencia en el 50% del SOC útil.

La forma en que esta estrategia reparte la potencia neta entre red y batería se basa en tres pasos secuenciales. En cada momento se ejecuta el algoritmo representado por el diagrama de bloques de la Figura 3.2, que utiliza como entradas P_{net} y SOC, y que determina la potencia a intercambiar con la red, P_{red} . La potencia asignada a las baterías, P_{bat} , será la diferencia entre P_{net} y P_{red} de acuerdo a la ecuación (3.1). Las potencias intermedias, $P_{red,A1}$, $P_{bat,A1}$ y $P_{red,A2}$, no representan consignas reales para la batería o la red sino que son valores que utiliza la estrategia internamente para calcular el valor final de P_{red} y P_{bat} . A continuación se detallan la lógica y los cálculos de cada paso. Nótese que en el sistema real, la estrategia no necesita calcular el valor del SOC ya que se considera una medida proveniente del cargador de baterías. No obstante, para su simulación es necesario estimarlo, lo cual está representado en la Figura 3.2 por el bloque 'Batería'. Este bloque está formado por un integrador que previamente aplica una eficiencia de carga o de

descarga a P_{bat} y un multiplicador $-100/C_{bat}$ para convertirlo a SOC en %, donde C_{bat} es la capacidad de la batería.

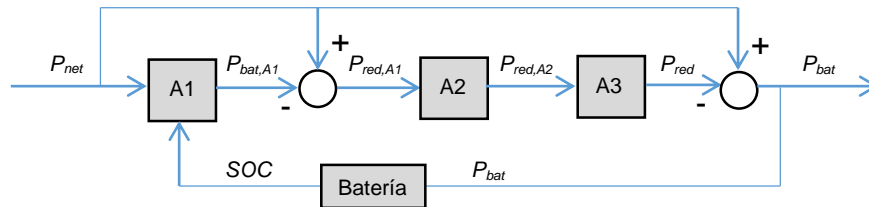


Figura 3.2. Diagrama de bloques de la Estrategia 0.1.

PASO A1

En este primer paso se hace un reparto provisional de la potencia neta, P_{net} , entre la batería y la red, en función del SOC, obteniéndose $P_{bat,A1}$. Este reparto provisional consiste en asignar a la batería toda la potencia neta siempre que el SOC de la batería tenga un cierto margen de capacidad en la dirección hacia la cual está evolucionando. Por ejemplo, si en un instante dado la potencia neta es positiva, es decir, si el consumo excede a la generación, y la batería está llena, el paso A1 asigna a la misma toda la potencia neta. Con esto se consigue un doble objetivo. Por un lado, se anula el intercambio de potencia con la red y, por otro, se tiende a reducir el SOC hacia el 50%. Si la situación se mantiene en el tiempo, la batería seguirá descargándose, pudiendo llegar a descargarse totalmente. Para evitar esto, alcanzado el 40% del SOC, el paso A1 reduce la potencia asignada a la batería mediante un coeficiente que tiende a cero conforme el SOC se acerca al 0%, siendo la red quien compense el resto. Si la potencia neta es negativa, la lógica sería la inversa. Por ello se han definido dos funciones simétricas, K_{PP} y K_{PN} (Figura 3.3), que rigen el funcionamiento del paso A1. Estas funciones tienen como entrada el SOC de la batería y como salida el coeficiente a aplicar a la potencia neta para determinar $P_{bat,A1}$. Según sea el signo de P_{net} se utilizará una u otra función: K_{PP} para $P_{net} > 0$ y K_{PN} para $P_{net} < 0$.

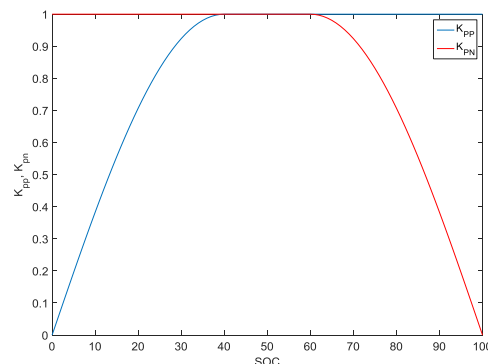


Figura 3.3. Funciones para determinar la proporción de P_{net} que aportará la batería en la primera etapa del control, en función del SOC. Se utilizará K_{PP} si P_{net} es mayor que 0 y K_{PN} si P_{net} es menor que cero.

Así, las ecuaciones que rigen el control en el paso A1 son:

$$P_{bat,A1} = \begin{cases} K_{PP} \cdot P_{net}, & \text{si } P_{net} \geq 0 \\ K_{PN} \cdot P_{net}, & \text{si } P_{net} < 0 \end{cases} \quad (3.2)$$

$$K_{PP} = \begin{cases} \sin(SOC \cdot 2\pi / 160), & \text{si } SOC < 40 \\ 1, & \text{si } SOC \geq 40 \end{cases} \quad (3.3)$$

$$K_{PN} = \begin{cases} 1, & \text{si } SOC < 60 \\ \cos[(SOC-60) \cdot 2\pi / 160], & \text{si } SOC \geq 60 \end{cases} \quad (3.4)$$

La potencia que quedaría asignada a la red tras el paso A1 sería:

$$P_{red,A1} = P_{net} - P_{bat,A1} \quad (3.5)$$

PASO A2

En el paso A2 se reajusta el valor provisional asignado a la red, $P_{red,A1}$, para llevar al SOC hacia el 50% resultando en un nuevo valor asignado a la red, $P_{red,A2}$, también provisional.

Como se explica en [BAR11], el paso A1 por si solo resulta ser una estrategia válida durante casi todo el año. No obstante existen épocas en las que la potencia neta es consistentemente positiva, como por ejemplo en invierno, época en la que hay mucho consumo y poca generación. En estos casos, aunque el paso A1 asigna a la batería valores muy bajos conforme se va descargando, siempre asigna valores positivos y la termina por descargar. Algo similar ocurriría en épocas con alto balance generador pero en sentido contrario. Para evitar este comportamiento, se diseña el paso A2, que permite tomar (o inyectar) potencia de la red para mantener el SOC dentro sus límites de operación.

La forma de hacerlo consiste en ampliar el intercambio de potencia con la red (sea positivo o negativo) en los casos en que el valor asignado a la red en el paso anterior sea pequeño, es decir, si está dentro de un intervalo $\pm P_{lim,A}$. Por ejemplo, si el SOC es inferior al 50% y el paso A1 ha asignado a la batería un valor $P_{red,A1}$ inferior a $P_{lim,A}$, en A2 se asigna un nuevo valor a la red, $P_{red,A2} = P_{lim,A}$. De esta forma, el sistema absorbe más potencia de la red, reduciéndose la potencia cedida por la batería, que incluso puede llegar a cambiar su signo, favoreciendo su carga hacia el 50%. El razonamiento con balance generador y un SOC superior al 50% es similar pero con valores de potencia negativos. Con esta regla de control así definida, estando el SOC oscilando en torno al 50% se podrían provocar

cambio bruscos en la potencia intercambiada con la red haciendo oscilar su valor de $P_{lim,A}$ a $-P_{lim,A}$. Para evitar estos saltos, la transición entre $P_{lim,A}$ y $-P_{lim,A}$ se realiza mediante una función rampa, como muestra la Figura 3.4, donde se representa la función P_2 que determina el valor de $P_{red,A2}$ en función del SOC. Este control, además, consigue estabilizar la potencia intercambiada con la red haciendo que tome un valor constante o que su variación sea lenta cuando se cumplen las condiciones del control, es decir, si estando el SOC por debajo del 50% $P_{red,A1}$ es menor que $P_2(SOC)$ o si estando el SOC por encima del 50%, el valor de $P_{red,A1}$ es mayor que $P_2(SOC)$. En caso de no cumplirse, estas condiciones, el valor de $P_{red,A2}$ permanece igual al obtenido en el paso A1, $P_{red,A1}$.

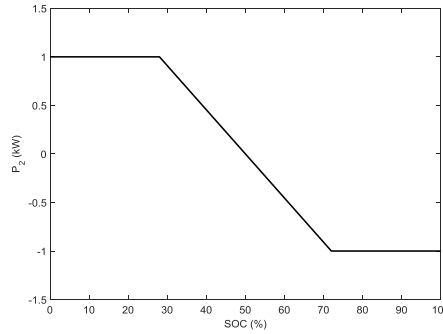


Figura 3.4. Regla de control que determina la consigna de potencia intercambiada con la red provisional, tras el paso A2, $P_{red,A2}$.

Las reglas que rigen el paso A2 en forma de ecuaciones son:

$$P_{red,A2} = P_2(SOC) \quad \begin{cases} \text{si } (SOC < 50\% \ \& \ P_{red,A1} < P_2(SOC)) . \\ \text{o } (SOC > 50\% \ \& \ P_{red,A1} > P_2(SOC)) . \end{cases} \quad (3.6)$$

$$P_{red,A2} = P_{red,A1} \quad \text{en el resto de casos.} \quad (3.7)$$

donde

$$P_2(SOC) = \begin{cases} P_{lim,A} , & \text{si } SOC \leq 28 \\ P_{lim,A} \cdot (50 - SOC) / 22 , & \text{si } 28 < SOC < 72 \\ -P_{lim,A} , & \text{si } SOC \geq 72 \end{cases} \quad (3.8)$$

PASO A3

El paso A3 sirve para atenuar las frecuencias superiores a la diaria que han podido quedar tras los pasos A1 y A2 en ciertas circunstancias. Por ejemplo, si el valor asignado a la red

en el paso A1 está fuera del rango $\pm P_{lim,A}$, el paso A2 no modificará estos valores que portarán las fluctuaciones propias de P_{net} . También puede ocurrir que al calcular la potencia intercambiada con la red en el paso A1, si el valor de la potencia neta está oscilando en torno a cero (debido a un día con paso de nubes o simplemente por el uso de cargas que funcionan con controles todo/nada, como una vitrocerámica o un aire acondicionado), se provoca que se alterne el uso de las funciones K_{PP} y K_{PN} , resultando en una potencia intercambiada con la red cambiante. Para evitar estas oscilaciones, el paso A3 suaviza la variable $P_{red,A2}$ mediante un filtro de ventana de 3 horas, asignando a la red la componente de baja frecuencia, que es la potencia finalmente asignada, P_{red} . La potencia asignada a las baterías es como se ve en la Figura 3.2, la diferencia entre P_{net} y P_{red} .

3.2.2 Resultados

La Estrategia 0.1 se ha simulado en MATLAB utilizando como perfiles de potencia los correspondientes al caso de estudio visto en el Capítulo 2. Nótese que los perfiles utilizados en esta tesis son distintos a los de [BAR11] debido a que se han recogido nuevos datos de generación junto a la predicción correspondiente y, por lo tanto, el resultado no se corresponde exactamente con el presentado en dicha tesis, si bien son muy similares, obteniéndose las mismas conclusiones.

En la Figura 3.5a se muestra el perfil de potencia intercambiado con la red, P_{red} , durante el año de estudio tras aplicar esta estrategia. Como se puede apreciar, se ha conseguido una reducción de los picos en ciertos días del año, especialmente septiembre y octubre, donde el valor de P_{red} queda limitado al rango $\pm P_{lim,A}$ en la mayoría de los días. Sin embargo, siguen existiendo grandes picos de potencia, tanto positivos como negativos, de magnitud similar a los de P_{net} . Por otro lado, en el detalle presentado en la Figura 3.5b se puede apreciar cómo las fluctuaciones de alta frecuencia (frecuencias superiores a la diaria) han sido atenuadas satisfactoriamente, si bien se observa una fuerte componente de fluctuación diaria. Lógicamente, la presencia de estos picos y fluctuaciones se verá reflejada en los criterios de calidad.

Estos criterios de calidad se presentan en la Tabla 3.1, junto con los criterios vistos en la Tabla 2.1, correspondientes a los del perfil de la potencia neta, P_{net} , y a los de $P_{net,24h}$, siendo estos últimos los valores objetivo. Como se puede observar, el pico máximo se mantiene igual al de P_{net} , y el mínimo apenas se ha reducido en un 22%, lo cual no es mucho comparado con la reducción del 70% de $P_{net,24h}$. Además, debido a que prevalecen muchos picos de alta potencia, el percentil 99 de picos de potencia se ha reducido sólo en un 25%, lejos del 60% conseguido por $P_{net,24h}$. En cuanto a las fluctuaciones, en término medio, sí han sido reducidas, tal y como se deduce de los indicadores MDP y VAR, que han sido reducidos en un 84,3% y un 58,4% respectivamente. No obstante, la máxima

rampa de potencia sigue siendo cercana a la de $P_{net,t}$, presentando una reducción del 22,9%, en comparación con la reducción del 98,1% conseguido con $P_{net,24h}$.

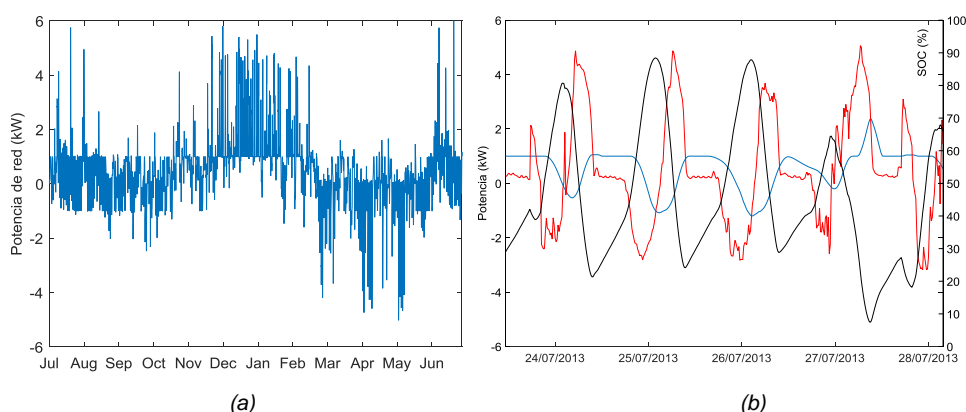


Figura 3.5. (a) Potencia intercambiada con la red durante un año y (b) (rojo) potencia neta, $P_{net,t}$, (azul) potencia intercambiada con la red, $P_{red,t}$, y (negro) SOC de la batería durante 4 días de julio.

	$P+$	$P-$	$P99$	MXP	MDP	VAR
P_{net}	6,53	-6,45	4,69	18648	1222,3	0,361
$P_{net,24h}$	1,98	-1,93	1,80	346	33,3	0,071
$P_{red}(0.1)$	6,53	-5,02	3,50	14371	192.0	0,15

Tabla 3.1. Criterios de calidad evaluados para la potencia neta, P_{net} , para la media móvil de 24 horas de P_{net} y para la potencia intercambiada con la red aplicando la Estrategia 0.1, $P_{red(A)}$.

Estos criterios revelan que la estrategia no se está comportando como se desea a lo largo de todo el año. Lo que ocurre puede entenderse observando la Figura 3.6, en la que se aprecia cómo los picos de potencia se producen cuando el SOC de la batería tiende a valores cercanos al 0% o al 100%. Estos sucesos, a su vez, ocurren los días del año con un fuerte balance generador o consumidor. Así, en los meses de invierno, en los que hay un gran consumo por parte de la bomba de calor y apenas hay generación, se producen fuertes picos de consumo en la red y, de forma opuesta, en primavera, cuando apenas hay consumo, y a la vez hay alta generación tanto eólica como fotovoltaica, debido a la combinación de días ventosos, soleados y frescos, se producen fuertes picos de inyección de potencia en la red. En verano y otoño ocurre algo similar al invierno y primavera respectivamente, pero con menor intensidad.

Este comportamiento, que es precisamente el que la estrategia de control debe evitar, es debido a que la estrategia de control carga y descarga la batería únicamente en función del SOC y de la potencia neta instantánea. Así, en momentos en los que hay más consumo

que generación, si el SOC está por encima del 50% el control, mediante el paso A2, ayuda a reducir el SOC cuando, sin embargo, podría interesar mantenerlo alto si, por ejemplo, el balance energético de ese día es consumidor. Algo similar pero de forma opuesta ocurre en los días con mayor generación que consumo. Esto provoca que, como se muestra en la Figura 3.6 abajo, el valor medio del SOC oscile estacionalmente, tomando valores bajos en días con balance más consumidor y valores altos en días con balance más generador.

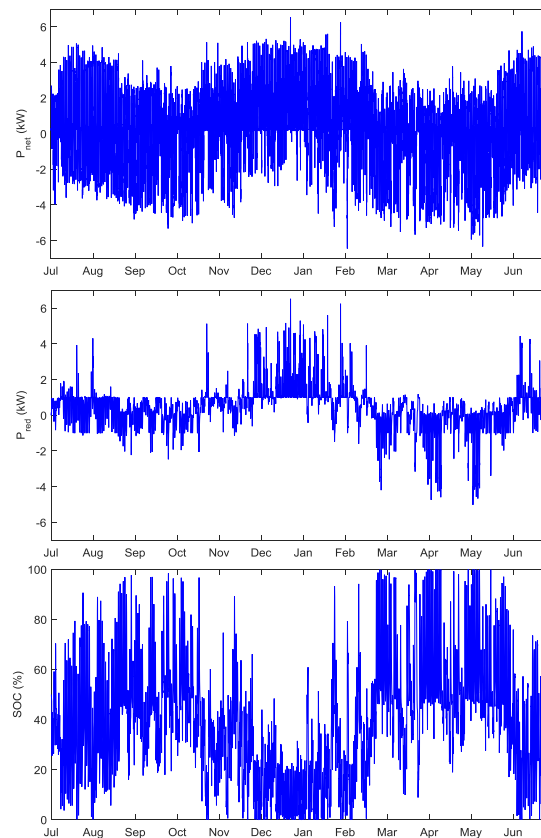


Figura 3.6. (Arriba) potencia neta en la microrred durante un año. (Centro) Potencia intercambiada con la red usando la Estrategia 0.1, y (abajo) SOC de la batería.

Para observar mejor este efecto, en la Figura 3.7 se muestra el valor de la media móvil de 24 horas del SOC, SOC_{24h} , frente a la de la potencia neta. De esta manera se observa con más claridad el hecho de que el SOC, en término medio, tiende a valores bajos cuando el balance en la microrred es, en término medio, consumidor y tiende a valores altos cuando el balance en la microrred es, en término medio, generador.

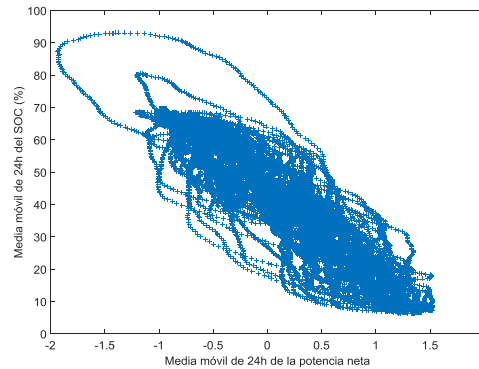


Figura 3.7. Correlación entre el valor promedio del SOC y el estado energético de la microrred.

De aquí se deduce que se podría gestionar de manera distinta la carga y la descarga de la batería en función del balance energético diario de la microrred, con el objetivo de mantener el valor medio del SOC diario al 50% y disponer de todo el rango útil de la batería en todo momento.

3.3 PROPUESTA DE MEJORA (ESTRATEGIA 0.2)

3.3.1 Algoritmo

Para mantener el SOC oscilando en torno al 50% durante todo el año, se propone mantener la misma estructura de la Estrategia 0.1, modificando únicamente el paso A2, de manera que el control no tienda a descargar las baterías en días con balance consumidor, ni tienda a llenarlas en días con balance generador. Además, con el propósito de mantener el SOC centrado en el 50% pero dejando que oscile libremente a frecuencias superiores a la diaria, se modifica la entrada a este bloque de control para que responda frente al valor medio del SOC en 24 horas y no frente al SOC instantáneo.

Para ello, se modifica la función P_2 , sustituyendo la antigua referencia del SOC, 50%, por un nuevo valor variable, $refSOC$, que dependa del balance energético en la microrred en las últimas 24 horas, es decir, la media móvil de 24 horas de la potencia neta, $P_{net,24h}$. Con ese propósito se diseña la función mostrada en la Figura 3.8 que devuelve el valor de referencia del SOC dado un valor de balance energético de la microrred. Nótese que, cualitativamente, esta función es simétrica a la tendencia observada en la Figura 3.7.

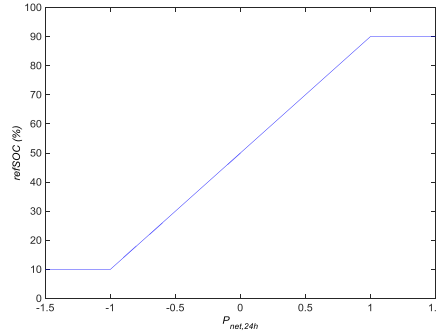


Figura 3.8. Función para determinar la referencia del SOC en función del balance energético en la microrred en las últimas 24 horas, es decir, la media móvil de 24 horas de la potencia neta, $P_{net,24h}$.

Las ecuaciones que definen dicha función son:

$$refSOC = \begin{cases} 10, & \text{si } P_{net,24h} \leq 1 \\ 40 \cdot P_{net,24h} + 50, & \text{si } 1 < P_{net,24h} < 1 \\ 90, & \text{si } P_{net,24h} \geq 1 \end{cases} \quad (3.9)$$

A continuación se modifica la función P_2 del paso A2, de forma que no esté siempre centrada en SOC=50% sino centrada en la variable $refSOC$. En la Figura 3.9a se muestra la función P_2 de la Estrategia 0.1 y en la Figura 3.9b la utilizada en la estrategia modificada cuando $refSOC$ toma un valor de 70%. Como se puede observar, tal y como se ha explicado, la variable de entrada a esta nueva función es el valor medio del SOC en 24 horas, en vez del SOC instantáneo.

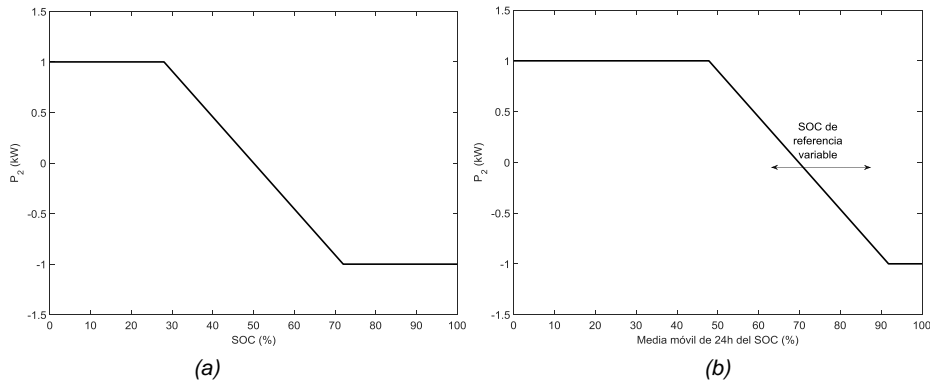


Figura 3.9. Función P_2 (izquierda) utilizada en la Estrategia 0.1 y (derecha) utilizada en la Estrategia 0.2 cuando $refSOC$ vale 70%.

Las reglas que rigen el paso A2 en la Estrategia 0.2 en forma de ecuaciones son:

$$SOC_{24h} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N SOC_{i-N} \quad (3.10)$$

$$P_{red,A2} = P_2(SOC_{24h}) \quad \begin{cases} \text{si } (SOC_{24h} < refSOC \ \& \ P_{red,A1} < P_2(SOC_{24h})) \\ \text{o } (SOC_{24h} > refSOC \ \& \ P_{red,A1} > P_2(SOC_{24h})) \end{cases} \quad (3.11)$$

$$P_{red,A2} = P_{red,A1} \quad \text{en el resto de casos.} \quad (3.12)$$

donde N es el número de muestras en 24 horas y:

$$P_2 = \begin{cases} P_{lim,A} , & \text{si } SOC_{24h} \leq refSOC-22 \\ P_{lim,A} \cdot (refSOC - SOC_{24h}) / 22 , & \text{si } refSOC-22 < SOC_{24h} < refSOC+22 \\ -P_{lim,A} , & \text{si } SOC_{24h} \geq refSOC+22 \end{cases} \quad (3.13)$$

3.3.2 Resultados

Para poder comparar las estrategias en igualdad de condiciones, se simula la Estrategia 0.2 utilizando los mismos perfiles de generación y consumo que la Estrategia 0.1.

En la Figura 3.10 se muestra el perfil de la potencia intercambiada con la red durante un año aplicando la Estrategia 0.2. Como se puede observar, los picos negativos han sido notablemente reducidos con respecto al perfil obtenido con la anterior estrategia y, durante gran parte del año, la potencia queda restringida a los valores $\pm P_{lim,A}$. Esto es gracias a que, en ese periodo, se ha conseguido centrar el SOC alrededor del 50% (Figura 3.11), siendo la batería capaz de dar y absorber energía cuando es necesario.

No obstante, se observa cómo, en los meses de invierno, al igual que en la anterior estrategia, el SOC toma valores muy bajos, inferiores al 30%, durante buena parte de estos días en los que el balance energético es altamente consumidor. Por lo tanto, al igual que en la estrategia anterior, se producen altos picos de potencia intercambiada con la red durante estos días, prácticamente iguales a los de P_{net} , tal y como se puede apreciar en la Figura 3.10.

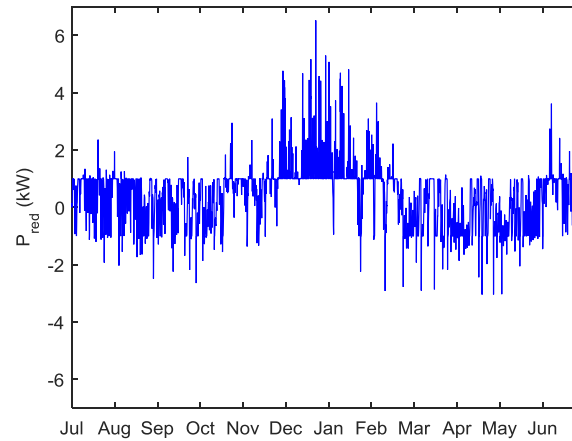


Figura 3.10. Potencia intercambiada con la red durante un año aplicada la Estrategia 0.2.

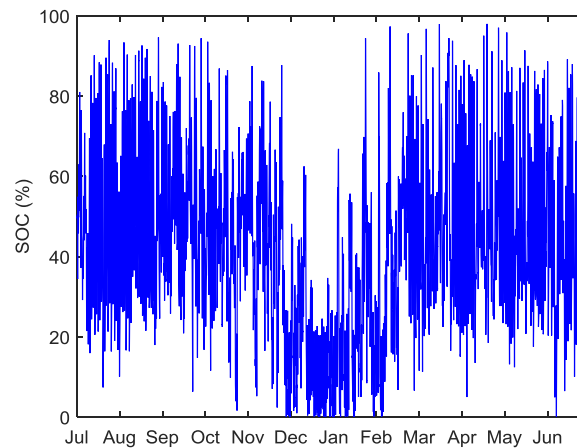


Figura 3.11. SOC de la batería a lo largo de un año.

Esto se debe a que la respuesta de ambas estrategias es similar en los momentos en los que el SOC es muy bajo. Dado que ambas estrategias comparten el paso A1, estando el SOC en una situación similar, ambas estrategias asignan a la red unos valores similares tras el paso A1. Si este valor es mayor es mayor que $P_{lim,A}$, el paso A2 no modificará la potencia asignada a la red en el paso A1 en ninguna de las estrategias y dado que el paso A3 es común a las dos, el valor final de la potencia intercambiada con la red y, por lo tanto, el de las baterías, será el mismo en ambas estrategias.

En el caso en que $P_{red,A1}$ sea menor que $P_{lim,A}$, la estrategia de [BAR11], estando el SOC por debajo del 30%, asigna a la red un valor $P_{red,A2} = P_{lim,A}$. En el caso de la nueva estrategia, la función $P_2(SOC)$ es desplazada hacia la derecha, como se ve en la Figura 3.9, pero sigue

asignando a la red una potencia igual a $P_{lim,A}$. Es decir, en esta situación en la que el SOC es tan bajo, la modificación propuesta para el paso A2 no supone una mejora y la salida del mismo es igual en ambas estrategias. Siendo la salida del paso A2 la misma y compartiendo el mismo paso A3, la consigna de la potencia de red y, por lo tanto, la de las baterías, es igual en ambos casos.

Por lo tanto, en momentos en los que el SOC se encuentra por debajo del 30% no se ha conseguido ninguna mejora. Para entender lo que sucede, en la Figura 3.12 se muestra la evolución de P_{net} , P_{red} y SOC durante los meses en los que el SOC queda oscilando en torno a valores bajos. Como se observa en esta figura, en este periodo la batería tiende a descargarse durante las horas del día, ya que la potencia neta es superior a P_{red} . Sin embargo, por la noche, a pesar de seguir absorbiéndose potencia de la red con valor $P_{lim,A}$, éste no es suficiente para recargar la batería hasta el 100% antes de que comience el siguiente ciclo de descarga, que ocurre a la mañana siguiente. Al contrario, la batería queda cargada a niveles inferiores al 50%, siendo descargada rápidamente al día siguiente y forzando al control a pedir de la red la potencia necesaria para que el SOC no alcance el 0% y, como consecuencia, alcanzando valores de potencia absorbida de la red altos, cercanos o iguales a P_{net} .

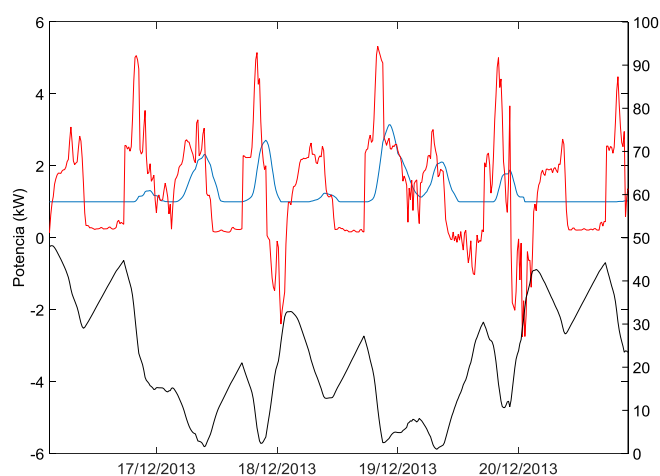


Figura 3.12. (Rojo) potencia neta, P_{net} , (azul) potencia intercambiada con la red, P_{red} , y (negro) SOC de la batería durante 5 días de diciembre

En la Tabla 3.2 se presentan los criterios de calidad evaluados para el perfil de red obtenido con esta estrategia. Como se puede observar, el pico máximo se mantiene igual al de P_{net} y $P_{red(0.1)}$ si bien el pico mínimo se ha reducido en un 39% y el P_{99} en un 20% con respecto a la estrategia de [BAR11]. Además, los términos referentes a las fluctuaciones han sido ligeramente reducidos.

	P_+	P_-	P_{99}	MP	MDP	VAR
P_{net}	6,53	-6,45	4,69	18648	1222,3	0,361
$P_{net,24h}$	1,98	-1,93	1,80	346	33,3	0,071
$P_{red} (0.1)$	6,53	-5,02	3,50	14371	192,0	0,150
$P_{red} (0.2)$	6,53	-3,04	2,80	13663	138,4	0,142

Tabla 3.2. Criterios de calidad evaluados para la potencia neta, P_{net} , para la media móvil de 24 horas de P_{net} y para la potencia intercambiada con la red aplicando las estrategias 0.1 y 0.2.

3.4 CONCLUSIONES

Mediante los cambios introducidos en la estrategia de [BAR11] se ha conseguido una mejora en el perfil de la red durante gran parte del año, pero sigue fallando en días con alto balance consumidor al no conseguirse importar suficiente energía de la red. Un segundo intento de corregir el control podría ser el de ampliar el valor de $P_{lim,A}$, con el fin de absorber más potencia de la red durante las noches de esos días. No obstante, esto hace oscilar a la potencia intercambiada con la red entre los valores $\pm P_{lim,A}$ durante todo el año, incluso en meses con un balance energético próximo a cero, cosa que empeora los criterios de calidad relativos a las fluctuaciones. En todo caso esta ampliación de los límites $\pm P_{lim,A}$ debería hacerse en función del balance energético de la microrred, lo cual supondría un arreglo adicional a la estrategia original, aumentando en un grado más su complejidad.

En definitiva, se ha visto la importancia que tiene el balance energético diario, el cual va cambiando estacionalmente. Por ello, en los siguientes capítulos se proponen nuevas estrategias de gestión basadas en el balance energético y no en el balance de potencias.

CAPÍTULO 4

Estrategias de gestión basadas en el balance energético

4.1 INTRODUCCIÓN

En ausencia de almacenamiento y siendo el sistema térmico un elemento pasivo, el trasvase de energía entre la red y la microrred se debe hacer a una velocidad igual al balance de potencias de generación y consumo en el nodo eléctrico, es decir, la red debe suministrar en cada momento la diferencia entre el resto de entradas y salidas en este nodo, es decir, P_{net} (Figura 4.1). Sin embargo, en presencia de almacenamiento energético, este trasvase de energía puede hacerse a una potencia controlada, lo que permite dar forma al perfil de la potencia intercambiada con la red.

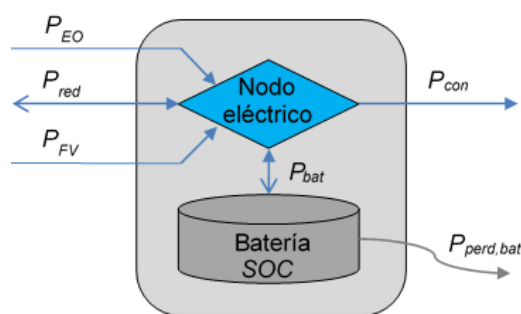


Figura 4.1. Balance de potencias en el nodo eléctrico. Nótese que el consumo de la caldera está incluido en la variable P_{con} .

La capacidad de intercambiar una potencia con la red distinta del balance de potencias instantáneo está directamente relacionada con la capacidad de almacenamiento

energético. Así, en una microrred con unas fluctuaciones de potencia diarias y una capacidad de almacenamiento igual a 24 horas del consumo medio, es lógico pensar que se podría intercambiar potencia con la red durante un día a un valor constante si, al llegar el final del día, el balance energético en la microrred, incluyendo la potencia importada de la red, es cero. No obstante, en cada día del año, este nivel de potencia necesario será distinto. Por lo tanto, uno de los objetivos a la hora de diseñar las siguientes estrategias es calcular el valor que hay que asignar a la red para que, al final del día, la energía tomada de la red se aproxime lo máximo posible al balance energético diario.

4.2 ESTRATEGIAS DE MEDIA MÓVIL RETRASADA (MMR)

4.2.1 Control del SOC medio

ESTRUCTURA

En este capítulo se propone asignar a la red la media móvil de 24 horas del balance de potencias en el nodo eléctrico con el propósito de eliminar las fluctuaciones diarias, que son las principales fluctuaciones del sistema, y atenuar los picos de potencia. A este tipo de estrategias se denominan en esta tesis ‘Estrategias de Media Móvil Retrasada’ o ‘Estrategias MMR’.

La primera aproximación consistiría en suministrar a la microrred este valor, P_{net24h} , tal y como indica la Figura 4.2, sin ningún tipo de control adicional. Mediante un filtro MMR de 24 horas, se separa del perfil de la potencia neta la componente de baja frecuencia, $P_{net,LF}$, que es el perfil asignado a la red. Para conseguir intercambiar con la red este perfil, la componente de alta frecuencia, $P_{net,HF}$, que es la diferencia entre P_{net} y $P_{net,LF}$ la tiene que dar la batería. De esta forma, sin más componentes asignadas a la potencia de la red, se conseguiría un perfil de potencia sin fluctuaciones diarias y con unos criterios de calidad iguales a los objetivo.

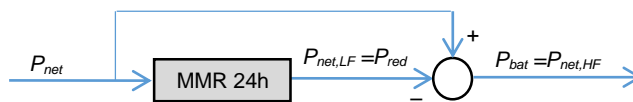


Figura 4.2. Diagrama de bloques de la estrategia de media móvil básica

No obstante, como se ha visto en el Capítulo 2, este perfil requiere de un batería mayor que la disponible y, además, deja evolucionar al SOC libremente, lo cual no es viable en una implementación real. Por lo tanto, como es evidente, es necesario realizar algún tipo de control sobre la batería para evitar que llegue a sus valores límite.

Si se hiciera un control del SOC, dado que éste oscila diariamente, se introducirían fluctuaciones diarias en la red, que son precisamente las que se quieren eliminar. Por ello se propone evitar en un principio el control del SOC instantáneo y, en su lugar, se propone llevar a cabo un control de tipo proporcional del valor medio del SOC a 24 horas, SOC_{24h} , tal y como se muestra en la Figura 4.3, que mantenga a la batería alrededor del 50% de carga útil. La elección de una ventana de 24 horas para el filtro del SOC es debido a que éste, en principio, debería sufrir oscilaciones diarias y volver al final de cada día al punto de partida, es decir, su valor medio diario debería ser del 50%. De esta forma, en funcionamiento normal, el control del valor medio del SOC no introduciría ninguna componente fluctuante de frecuencia diaria o superior en la potencia de la red. Este control sólo actuará si, por un cambio en el balance energético diario, el SOC deriva, en valor medio, hacia el 0% o 100%. Según este razonamiento, cabría elegir cualquier valor de ventana múltiplo de 24 horas, pero es deseable que el valor de ventana sea lo más pequeño posible para maximizar la rapidez de respuesta de este control.

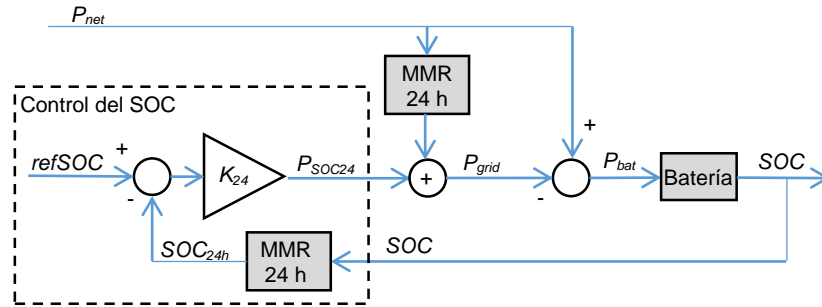


Figura 4.3. Diagrama de bloques de la estrategia de media móvil con control del SOC promedio diario.

El valor de la componente de control de la batería se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$P_{SOC24} = K_{24} \cdot (50 - SOC_{24h}) \quad (4.1)$$

donde K_{24} es la constante de control y SOC_{24h} se calcula según la ecuación (3.10).

CÁLCULO DE K_{24}

Para calcular el valor de la constante proporcional del lazo, K_{24} , se puede analizar el control mediante el diagrama de Bode de la función de transferencia en lazo abierto. Para disponer de una expresión analítica de esta función, se aproxima la MMR por un filtro de primer orden con una constante de tiempo de 12 h, aproximación que es válida por debajo de la frecuencia de corte, $3,68e-06$ Hz [GON10]. Además, el efecto de la eficiencia de la batería

no se tiene en cuenta ya que su efecto sobre la estabilidad del sistema es despreciable. Tomando estas consideraciones, la función de transferencia en lazo abierto (FT) del lazo de control es:

$$FT = [K_{24}] \left[\frac{1}{12 \cdot s + 1} \right] \left[\frac{100}{C_{bat} \cdot s} \right] \quad (4.2)$$

El margen de fase (MF) de la función de transferencia se define como el ángulo que le queda a la función de transferencia para alcanzar los -180° a la frecuencia de cruce, ω_c :

$$MF = \left[-90 - \text{atan} \left(\frac{\omega_c}{1/12 \cdot 3600} \right) \right] - (-180) \quad (4.3)$$

Imponiendo un margen de fase de 55° , de la ecuación (4.3) se obtiene la frecuencia de cruce $\omega_c = 1,621 \text{e-}05 \text{ rad} \cdot \text{s}^{-1}$ ($2,58 \text{e-}06 \text{ Hz}$). Una vez obtenida la ω_c , se calcula el valor de K_{24} a partir de la ganancia del lazo. Siendo la ganancia para la frecuencia de cruce:

$$|G(\omega_c)| = (K_{24}) \left(\frac{1}{\sqrt{(1/12 \cdot \omega_c)^2 + 1}} \right) \left(\frac{100}{C_{bat} \cdot \omega_c} \right) \quad (4.4)$$

el valor de K_{24} para que la ganancia tome el valor unidad a dicha frecuencia de cruce es igual a $0,025 \text{ kW/\%}$.

RESULTADOS PRELIMINARES

Utilizando el valor obtenido de K_{24} , se ha simulado el funcionamiento del sistema durante el mismo año que en el capítulo anterior, obteniéndose los siguientes resultados preliminares. Como se observa en la Figura 4.4, el SOC queda centrado alrededor del 50%, tal y como se pretendía. Sin embargo, existen varios días en los que se alcanzan valores del 0% o del 100%, momentos en los cuales se pierde la capacidad de la batería de dar o absorber potencia.

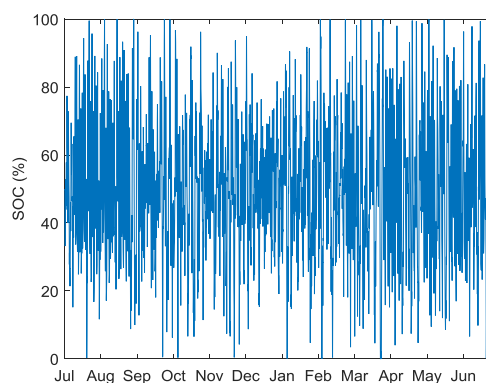


Figura 4.4. SOC a lo largo del año utilizando la Estrategia MMR con control del SOC medio

En estos momentos, la batería no puede apoyar a la red y ésta debe dar toda la potencia neta, provocando los picos de potencia observados en la Figura 4.5a. Por otro lado, en esta figura, se observa que, en general, el perfil obtenido es mucho menos fluctuante que el que se obtenía en las anteriores estrategias. De hecho, salvo por los picos de potencia, el perfil tendría los mismos criterios de calidad que los criterios objetivo. En la Figura 4.5b se observa cómo, en efecto, el perfil de potencia intercambiado con la red no presenta fluctuaciones diarias en los días en que el SOC se encuentra dentro de su rango de operación. No obstante, el día 27 de julio, el SOC cae hasta el 0% obligando a la red a aportar toda la potencia neta de ese momento, lo cual supone un gran pico de consumo.

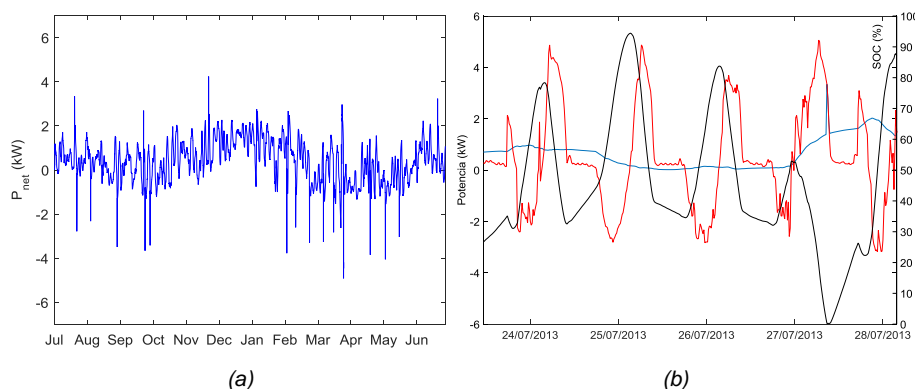


Figura 4.5. (a) Potencia intercambiada con la red utilizando la Estrategia MMR con control del SOC medio durante un año y (b) detalle de 4 días de julio

4.2.2 Propuesta final de estrategia MMR

Para evitar perder el control de la potencia intercambiada con la red en estos momentos, es decir, para evitar que la batería quede totalmente llena o vacía, existen dos líneas de actuación.

La primera consistiría en aumentar el tamaño de la batería y no modificar el control, con la que se conseguiría un perfil con unos criterios de calidad exactamente iguales a los objetivo. No obstante, esta alternativa tiene dos inconvenientes: por un lado, un mayor coste por el mayor tamaño de batería, y por otro, al no controlar el SOC directamente, no hay ninguna garantía de que este control sea válido en situaciones futuras.

La segunda alternativa consiste en controlar el SOC instantáneo en los momentos en que se aproxime al 0% o al 100%, modificando el perfil de potencia de forma que se coja o ceda la energía necesaria de la red, pero de forma más suave que la vista en la Figura 4.5. Esta estrategia va a distorsionar necesariamente el perfil de red con respecto a P_{net24h} , resultando en un empeoramiento de los criterios de calidad. No obstante, por un lado, permite no aumentar el tamaño de batería y por otro, se obtiene un control que se puede adaptar mejor a situaciones futuras distintas de las evaluadas. Esto resulta en una solución más barata y versátil que la primera alternativa. La nueva estructura de control se muestra en la Figura 4.6.

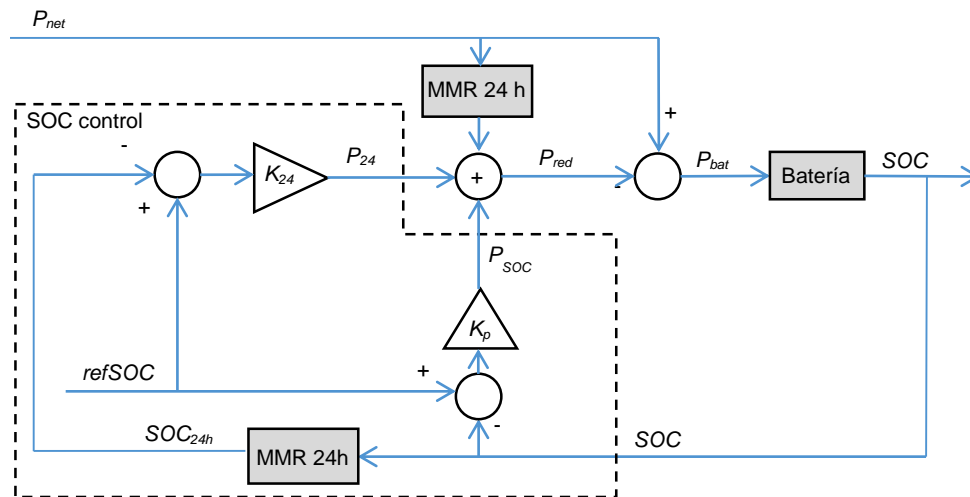


Figura 4.6. Estrategia MMR con control del SOC medio e instantáneo.

Para minimizar la distorsión del perfil de potencia intercambiado con la red, se propone que, tal y como se ha mencionado antes, la rama de control del SOC instantáneo sólo actúe cuando la batería se aproxime al 0% o al 100% de carga y que no actúe, o se atenúe su

actuación, cuando esté en torno al 50%. Con este objetivo, se propone utilizar un factor de control que toma un valor máximo, K_{Pmax} , cuando el SOC vale 0%, que descende de forma lineal hasta un valor nulo para un SOC del 50% y vuelve a subir, también linealmente al valor máximo, K_{Pmax} , en 100%, tal y como se muestra en la Figura 4.7

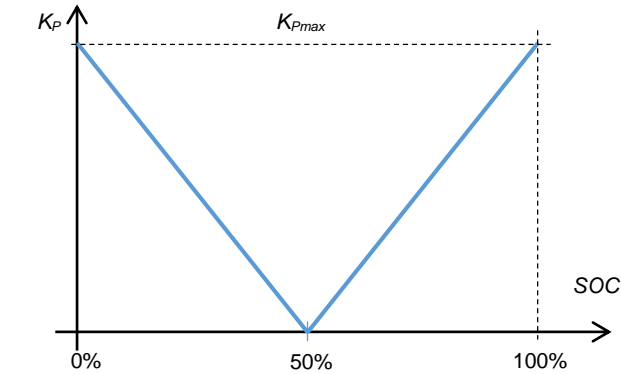


Figura 4.7. Factor proporcional para el control del SOC instantáneo.

Las ecuaciones que rigen esta rama del control son:

$$K_P = K_{Pmax} \cdot \frac{|50 - SOC|}{50} \quad (4.5)$$

$$P_{SOC} = K_P \cdot (50 - SOC) \quad (4.6)$$

Manteniendo el valor de $K_{24} = 0,025 \text{ kW/\%}$, se toma un valor de $K_{Pmax} = 0,055 \text{ kW/\%}$, valor ligeramente superior al mínimo requerido para mantener el SOC entre el 0% y el 100% en todo momento.

4.3 RESULTADOS

En la Figura 4.8 se observa cómo el SOC, en comparación con el obtenido anteriormente, mostrado en la Figura 4.4, está mejor centrado alrededor del 50% y queda siempre en el rango de operación de la batería. Además, el nuevo SOC se aproxima al 100% en solo una ocasión en todo el año, quedando un mayor margen durante el resto de días.

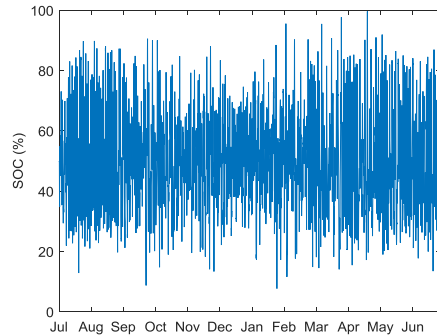


Figura 4.8. SOC a lo largo del año con la estrategia MMR con control del SOC medio e instantáneo

Como consecuencia, tal y como se muestra en la Figura 4.9a, el perfil de red no presenta los picos de consumo e inyección que se observaban en la Figura 4.5a, resultando en un perfil más suave en ese sentido. Sin embargo, el nuevo perfil presenta mayores fluctuaciones. Para observar mejor este hecho, en la Figura 4.9b se muestra el detalle de los mismos días de julio presentados anteriormente en la Figura 4.5b. En estos días se observa cómo, a pesar de haber diseñado el factor proporcional K_P variable para atenuar las fluctuaciones en la potencia de red, éstas no han podido ser eliminadas y quedan presentes en el perfil de la misma.

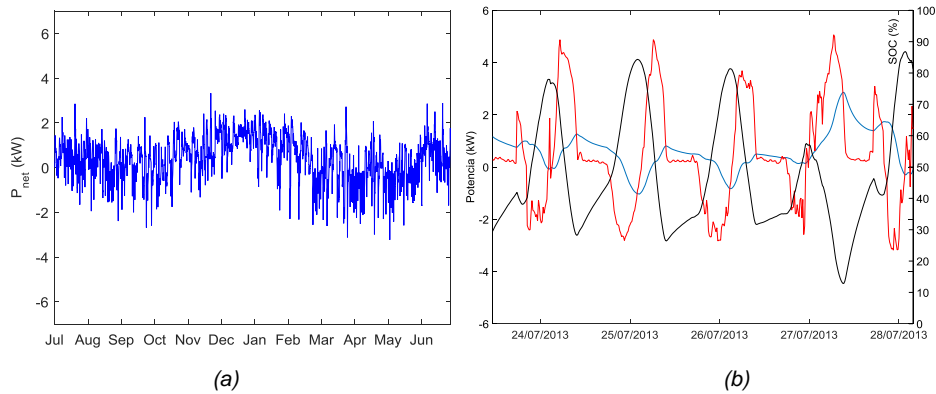


Figura 4.9. (a) Potencia intercambiada con la red durante un año y (b) (rojo) potencia neta, P_{net} , (azul) potencia intercambiada con la red, P_{red} , y (negro) SOC de la batería durante 4 días de julio utilizando la estrategia MMR con control del SOC medio y proporcional.

Al igual que en el capítulo anterior, se han cuantificado los resultados en base a los criterios de calidad, obteniéndose los resultados mostrados en la Tabla 4.1. Como se puede observar, los picos positivos han sido reducidos con respecto a la estrategia anterior en un 54,4% y la rampa máxima de potencia ha sido prácticamente reducida al 10%. Los valores de los criterios de calidad relativos al pico de potencia positivo y al percentil 99 de los picos de potencia ya son similares a los vistos en $P_{net,24h}$, sin embargo, los criterios de calidad relativos a las fluctuaciones siguen estando alejados del valor objetivo.

	P_+	P_-	P_{99}	MP	MDP	VAR
P_{net}	6,53	-6,45	4,69	18648	1222,3	0,361
$P_{net,24h}$	1,98	-1,93	1,80	346	33,3	0,071
$P_{red} (0.1)$	6,53	-5,02	3,50	14371	192,0	0,150
$P_{red} (0.2)$	6,53	-3,04	2,80	13663	138,4	0,142
$P_{red} (MMR)$	3,33	-3,23	2,32	1392	120,0	0,140

Tabla 4.1 Criterios de calidad evaluados para la potencia neta, P_{net} , para la media móvil de 24 horas de P_{net} y para la potencia intercambiada con la red aplicando las estrategias 0.1, 0.2 y MMR.

La amplitud de las oscilaciones observadas en P_{red} , está directamente relacionada con el valor de K_{Pmax} que, a su vez, queda determinada por el peor día, mostrado en la Figura 4.10, donde se observa el momento en que el control del SOC justo evita que la batería alcance el 100% de carga. Para conseguirlo, es necesario un valor de K_{Pmax} que es innecesariamente alto para el resto de días y, dado que el SOC oscila diariamente, provoca que el perfil de la red fluctúe también diariamente, que es precisamente lo que se quería evitar en un principio.

Observando en detalle la Figura 4.10, se puede apreciar que el perfil de la red va con un cierto retraso con respecto al de la potencia neta. Este retraso provoca que la batería tenga que absorber una energía, que es la diferencia entre los perfiles de la potencia neta (rojo) y de red (azul) que, de no haber retraso, no absorbería. Como consecuencia, el SOC de la batería se llena más de lo necesario, teniendo que actuar el control del SOC con toda su fuerza, lo que provoca el pico de potencia observado en el perfil de red. Este comportamiento puede comprenderse analizando el lazo de control, tal y como se expone a continuación.

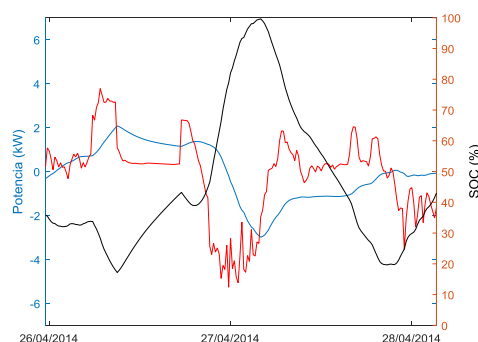


Figura 4.10. (Rojo) potencia neta, P_{net} , (azul) potencia intercambiada con la red, P_{red} , y (negro) SOC de la batería en el día en que la batería alcanza el 100% utilizando la estrategia MMR con control del SOC medio y proporcional.

Por un lado, en circunstancias favorables, es decir, en días en los que la potencia media diaria no fluctúa, ocurre que la componente principal de la consigna de la potencia intercambiada con la red, $P_{net,24h}$, es constante y mantiene el balance energético diario a cero. Por otro lado, ocurre que el desequilibrio de potencia instantáneo dentro del día lo compensa la batería, cuyo SOC oscila diariamente en torno al 50%, siendo por lo tanto la consigna proporcional al SOC_{24h} , nula. Esta es aproximadamente la situación en los primeros días mostrados en la Figura 4.5b.

Sin embargo, si la potencia media varía, por ejemplo, al pasar de un día con mucha generación fotovoltaica a un día nublado, como ocurre en la Figura 4.10, se produce un desequilibrio energético que tardará en compensarse debido a dos factores. Por un lado, está el retraso en la acción de control principal, $P_{net,24h}$, que al tratarse de una media móvil de 24 horas retrasada, tardará en aportar el nuevo balance energético de la microrred. Por otro lado, las consignas referentes al SOC también actuarán con retraso ya que no entrarán en acción hasta que la batería no tome valores bajos (caso de la consigna proporcional al SOC) y se mantenga en ese estado durante un tiempo prolongado (caso de la consigna proporcional al SOC_{24h}).

Dado que todas las consignas de control actúan con retraso, ante un cambio en la potencia media en la microrred, son las baterías las que durante las primeras horas equilibran el desfase energético, produciéndose fuertes variaciones del SOC, como la observada en la Figura 4.10.

Para evitar este retraso en la acción de control existen varias alternativas. Por un lado, se podría modificar el control del SOC, por ejemplo, añadiendo un control derivativo, pero esto supondría un parche al problema principal, que es el retraso de la componente principal de la potencia de red, que es la MMR de P_{net} . Para remediarlo se propone que en su lugar, se asigne como componente principal de la potencia de red, la media móvil central (MMC) de P_{net} , que carece de este retraso.

En la Figura 4.11, se muestra con un ejemplo sencillo la mejora introducida al utilizar la MMC en vez de la MMR. Ante un escalón en la potencia neta, perfil azul, la media móvil retrasada tarda 24 horas en alcanzar el nuevo valor de P_{net} . Durante estas 24 horas es la batería la que debe asumir el desfase energético, siendo la energía necesaria para ello, el triángulo encerrado entre los perfiles de potencia azul y rojo. Sin embargo, si se utiliza la media móvil central, perfil verde, la batería entra en acción antes de que se produzca el escalón, llenándose para afrontar la descarga que sucede tras el escalón. Si bien en este caso también se requiere almacenamiento energético, la capacidad necesaria es ahora el triángulo encerrado entre el perfil azul y el verde, antes de producirse el escalón, que es exactamente la cuarta parte de la energía necesaria en el caso de utilizar la MMR.

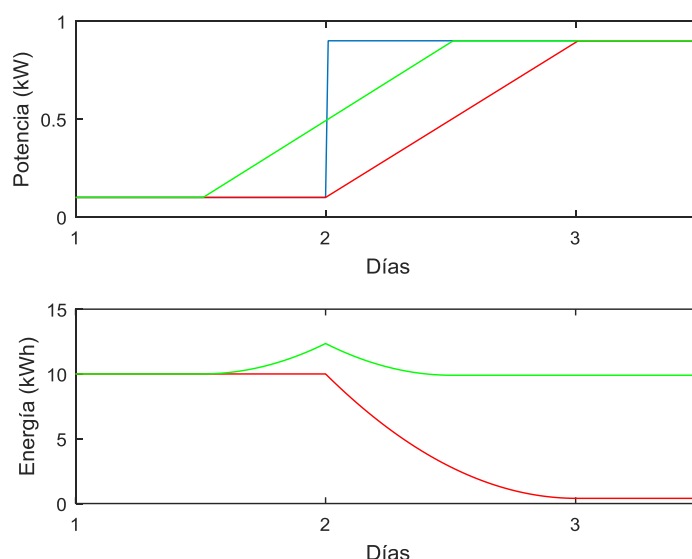


Figura 4.11. Ejemplo simplificado del efecto de utilizar la MMR y la MMC. Arriba potencia neta (azul) y su MMR (roja) y MMC (verde). Abajo, evolución del SOC al utilizar MMR (roja) y MMC (verde)

Sin embargo, para calcular la media móvil central de 24 horas en tiempo real, se necesitan los datos de potencia en la microrred durante las siguientes 12 horas al momento del cálculo. Obviamente es imposible disponer de estos datos, pero pueden ser estimados por diversos métodos de predicción.

Una opción interesante por su simplicidad, sería la de predecir la potencia neta mediante persistencia. En este caso, asumiendo que la potencia neta tiene un patrón diario, la predicción por persistencia consistiría en asumir que en un determinado momento del día, la potencia neta va a ser igual a la que hubo en el mismo momento hace 24 horas, es decir, que durante las próximas 12 horas, el perfil de potencia se estimará igual al que hubo entre la hora $t-24h$ y la hora $t-12h$ (Figura 4.12). De esta forma se dispondría tanto del perfil de la potencia neta durante las 12 horas precedentes al cálculo como de la predicción de las 12 horas siguientes, que son precisamente los datos necesarios para calcular la media móvil central de 24 horas. Sin embargo, como se muestra en la Figura 4.12, realizar la media móvil central utilizando los datos de predicción por persistencia de la forma que se ha explicado, es equivalente a utilizar los datos de las últimas 24 horas, es decir, la MMR.

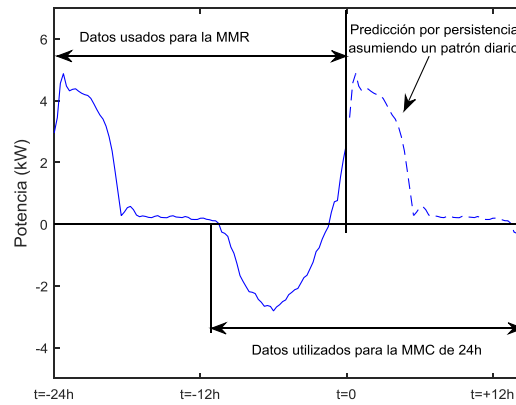


Figura 4.12. Equivalencia entre la media móvil retrasada (MMR) y la media móvil central (MMC) al utilizar predicción por persistencia y asumiendo un patrón diario. Línea azul continua, datos medios de P_{net} y línea azul discontinua, potencia predicha por persistencia.

Por lo tanto, la mejora introducida por la estrategia MMC, sólo puede existir si se obtiene una predicción de la potencia neta mejor que la predicción por persistencia. Para ello, en el siguiente capítulo se propone la predicción de las diversas potencias involucradas en la potencia neta por separado, así como las potencias asociadas al sistema térmico, mediante técnicas alternativas a la persistencia.

CAPÍTULO 5

Técnicas de predicción de la generación renovable y el consumo

5.1 INTRODUCCIÓN

En la microrred se pueden diferenciar, por su naturaleza, dos tipos de variables a predecir. Por un lado, las relativas a la demanda, que dependen del usuario, y por otro, las potencias de los generadores renovables, que dependen de las variables meteorológicas y de las características de los generadores.

En el caso que se analiza en esta tesis, para la predicción de la demanda, es suficiente con considerar la predicción por persistencia asumiendo un patrón diario y sin diferenciación de días, es decir, sin diferenciar, por ejemplo, festivos de días laborales. En el caso de la generación renovable, se utiliza la predicción por modelos numéricos combinando datos de predicción de un servidor público con los modelos paramétricos clásicos de los generadores, que han sido ajustados con las medidas obtenidas del sistema fotovoltaico, del aerogenerador y de la estación meteorológica de la microrred de la UPNA.

A continuación se analizan, por un lado, los datos obtenidos en la estación meteorológica de la UPNA y, por otro, los datos de predicción del servidor de Meteogalicia. Una vez conocidas las posibles fuentes de error provenientes de las fuentes de medida y de la predicción, se realiza el ajuste de los parámetros de los modelos de los generadores y se comprueba el grado de error que el modelo puede inducir en la obtención de la predicción de la potencia generada. Estudiados los modelos de los generadores y los datos de predicción, se procede al análisis de la predicción de la potencia generada mediante los datos de predicción meteorológica. Finalmente, se describe la técnica utilizada para la predicción de la demanda y se analiza la predicción de la potencia global, como suma de todas las potencias involucradas.

5.2 FUENTES DE MEDIDA Y PREDICCIÓN

5.2.1 Introducción

MEDIDAS

Las medidas utilizadas para el modelado de los generadores son las obtenidas en la estación meteorológica de la microrred de la UPNA. Para comprobar su buen calibrado, se hace, en primer lugar, una comparativa de los datos obtenidos frente a los de las estaciones cercanas.

En el caso de la temperatura ambiente, se realizan las medias diezminutales de la temperatura obtenida en la estación de la microrred para poder compararlos con las medias diezminutales que ofrece la estación de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Agrónomos (ETSIA) de la UPNA, que se encuentra a 900 m de la microrred.

En el caso de la radiación global, se realiza una comparativa entre varias estaciones de Pamplona en días claros. Para comparar estas medidas, realizadas en el plano horizontal, con el panel calibrado de la estación de la UPNA, que se encuentra inclinado, se transforma la radiación de las estaciones al plano de la célula y se compara con la media diezminutal de los datos obtenidos en la microrred.

En el caso de la velocidad de viento, solo se compara con la estación de la ETSIA por su proximidad. No obstante esta comparación requiere hacer una corrección en altura. Finalmente, en cuanto a la presión atmosférica, al no disponerse del dato en la estación de la microrred, se analizará la posibilidad de usar el dato de otra estación. Las mediciones que se realizan y las fuentes de las mismas se resumen en la Tabla 5.1, en la que 'Lab. EERR UPNA' Es el laboratorio de Energías Renovables de la UPNA.

Medida	Fuente	Sensor	Frecuencia de medida
Temperatura ambiente (°C)	Lab. EERR UPNA	Pt-100	1 s
	Estación ETSIA	Pt-100	Datos diezminutales obtenidos de series de datos mayores a 144 datos cada diez minutos.
Temperatura de célula (°C)	Lab. EERR UPNA	Pt-100	1 s
Radiación global (W/m ²)	Lab. EERR UPNA	Panel cortocircuitado (0° sur, inclinación 30°)	1 s
	Estación ETSIA	Piranómetro (horizontal)	Datos diezminutales obtenidos de series de datos mayores a 144 datos cada diez minutos
	Estación Pamplona GN		
Velocidad del viento (m/s)	Lab. EERR UPNA	Dos anemómetros a 20 m del suelo	1 s
	Estación ETSIA	Anemómetro a 10 m del suelo	Datos diezminutales obtenidos de series de datos mayores a 144 datos cada diez minutos
Presión atm. (Pa)	Estación Pamplona GN	Barómetro	1 s

Tabla 5.1. Medidas disponibles, y sus distintas fuentes de origen.

DESCARGA DE DATOS DE PREDICCIÓN

Los datos de predicción meteorológica proceden del servidor de datos THREDDS (Thematic Realtime Environmental Distributed Data Service) de Meteogalicia [METEO]. El servidor de Meteogalicia ofrece datos para toda la península ibérica con una resolución temporal horaria y una resolución espacial de 12x12 km. Cada 12 horas actualiza los resultados y ofrece la predicción para los siguientes 3 días de decenas de variables ambientales.

Para realizar la petición de datos, se ofrecen diversas alternativas, de las cuales se ha optado por la petición a un servidor tipo NCSS (NetCDF Subset Server) [CDF15]. Este servicio permite hacer peticiones vía URL, en la que irán especificados, el servidor, el contexto, el servicio y el conjunto de datos. Por ejemplo, introduciendo la siguiente URL en un navegador:

```
http://mandeo.meteogalicia.es/thredds/ncss/grid/wrf_2d_12km/fmrc/files/20151129/
wrf_arw_det_history_d02_20151129_0000.nc4?var=mod,mslp,swflx,temp
&latitude=42.82&longitude=-1.63
&time_start=2015-11-29T01%3A00%3A00Z&time_duration=3d&accept=csv
```

se accederá a una página que únicamente contiene los valores separados por comas (CSV) de los datos de predicción de velocidad del viento, presión atmosférica, irradiancia y temperatura, en Pamplona desde el día 29 de noviembre de 2015 a las 00:00, con un horizonte de 3 días. En la Tabla 5. 2, se desglosa la URL del ejemplo.

Parte de la URL	Significado	Posibles valores
http://mandeo.meteogalicia.es/thredds/ncss	http:// {Servidor} / {Contexto} / {Servicio}	Invariable
/grid/wrf_2d_12km/fmrc/files	Modelo WRF 2D, resolución 12km	'36km' y '12km' en toda la península (además '04km' en Galicia)
/20151129	Fecha (yyyymmdd)	Últimas dos semanas (aunque existe la opción para obtener datos históricos)
/wrf_arw_det_history_d02_	Resolución (d01, d02 o d03 para 04km, 12 km o 36 km respectivamente)	'd01', 'd02' o 'd03'.
20151129_	Fecha (yyyymmdd)	Últimas dos semanas (aunque existe la opción para obtener históricos)
0000	Hora (HHMM)	'0000' ó '1200'
.nc4?var=mod,mslp,swf,lx,temp	Conjunto de variables deseado	Cualquier conjunto de las variables mostradas en la Tabla 5.3.
&latitude=42.82	Latitud (si se ha elegido punto y no malla)	Latitudes península ibérica
&longitude=-1.63	Longitud (si se ha elegido punto y no malla)	Longitudes península ibérica
&time_start=2015-11-29T01%3A00%3A00Z	Fecha y hora del primer dato del rango solicitado	Especificar fecha y hora.
&time_duration=3d	Horizonte temporal	Hasta 3 días. También se pueden especificar horas con el indicador 'h' en vez de 'd'.
&accept=csv[text]	Obtener datos en csv.	Opcional. Puede omitirse.

Tabla 5. 2. Desglose de las distintas partes de la URL para la petición de datos a Meteogalicia.

HGT500 = geopotential height at 500mb = geopotential_height_at_500mb (m)
HGT850 = geopotential height at 850mb = geopotential_height_at_850mb (m)
HGTlev1 = geopotential height at model level 1 = geopotential_height_at_model_lev1 (m)
HGTlev2 = geopotential height at model level 2 = geopotential_height_at_model_lev2 (m)
HGTlev3 = geopotential height at model level 3 = geopotential_height_at_model_lev3 (m)
T500 = temperature at 500mb = air_temperature_at_500mb (K)
T850 = temperature at 850mb = air_temperature_at_850mb (K)
cape = Convective available potential energy = atmosphere_specific_convective_available_potential_energy (J kg⁻¹)
cfl = cloud cover at high levels = cloud_area_fraction_in_high_atmosphere_layer (1)
cfl = cloud cover at low levels = cloud_area_fraction_in_low_atmosphere_layer (1)
cfm = cloud cover at mid levels = cloud_area_fraction_in_mid_atmosphere_layer (1)
cft = cloud cover at low and mid levels = cloud_area_fraction (1)
cin = convective inhibition = convective_inhibition (unknown)
conv_prec=Total accumulated convective rainfall between each model output=convective_precipitation_amount (kg m⁻²)
dir = wind direction at 10m = wind_direction (degree)
land_use = Land Use/Vegetation Type = land_use (USGS category)
lat = latitude coordinate = latitude (degree_north)
lhflx = surface downward latent heat flux = surface_downward_latent_heat_flux (W m⁻²)
lon = longitude coordinate = longitude (degree_east)

Las variables proporcionadas por Meteogalicia se muestran en la Tabla 5.3.


```

lwflx = surface downwelling longwave flux = surface_downwelling_longwave_flux_in_air (W m-2)
lwm = land/water mask = land_binary_mask (1)
meteograms = meteograms = meteograms (1)
mod = wind module at 10m = wind_module (m s-1)
mslp = mean sea level pressure = air_pressure_at_sea_level (Pa)
pbl_height = PBL Height = pbl_height (m)
prec = Total accumulated rainfall between each model output = precipitation_amount (kg m-2)
rh = Relative humidity at 2m = relative_humidity (1)
shflx = surface downward sensible heat flux = surface_downward_sensible_heat_flux (W m-2)
snow_prec = Total accumulated large scale snowfall between each model output = stratiform_snowfall_amount (kg m-2)
snowlevel = snow level = snow_level (m)
sst = sea surface temperature = sea_surface_temperature (K)
swflx = surface downwelling shortwave flux = surface_downwelling_shortwave_flux_in_air (W m-2)
temp = temperature at 2m = air_temperature (K)
topo = Topography = geopotential_height_at_model_surface (m)
u = lon-wind at 10m = eastward_wind (m s-1)
ulev1 = lon-wind at modelo level 1 = eastward_wind_at_model_lev1 (m s-1)
ulev2 = lon-wind at modelo level 2 = eastward_wind_at_model_lev2 (m s-1)
ulev3 = lon-wind at modelo level 3 = eastward_wind_at_model_lev3 (m s-1)
v = lat-wind at 10m = northward_wind (m s-1)
visibility = visibility = visibility_in_air (m)
vlev1 = lat-wind at model level 1 = northward_wind_at_model_lev1 (m s-1)
vlev2 = lat-wind at model level 2 = northward_wind_at_model_lev2 (m s-1)
vlev3 = lat-wind at model level 3 = northward_wind_at_model_lev3 (m s-1)
weasd = Total accumulated WEASD between each model output = liquid_water_content_of_surface_snow (kg m-2)
wind_gust = Wind Gust = wind_speed_of_gust (m s-1)

```

Tabla 5.3. Variables proporcionadas por Meteogalicia. Código, descripción y unidades.

En la microrred, se comprueba cada 15 minutos si ha cambiado la predicción y en caso de haber cambios se actualizan los datos de predicción de la microrred para recalcular la predicción de la generación renovable. Los datos recogidos son los siguientes:

- Temperatura del aire ($T_{ext,pred}$)
- Irradiancia en el plano horizontal ($G_{pred}(0)$)
- Velocidad del viento a 10 m ($V_{10,pred}$)
- Presión atmosférica (p_{pred})

Dado que estos datos se van a utilizar en la estrategia de gestión para el cálculo de la MMC de las potencias involucradas en la microrred, y puesto que la resolución de la predicción es horaria, se utilizarán los 12 datos siguientes al momento del cálculo. Por ello, no es necesaria una gran precisión temporal, y el resultado de la estrategia será favorable siempre y cuando el valor promedio de la predicción en las próximas 12 horas sea correcta. Es decir, la estrategia es inmune a posibles errores consistentes en un desfase temporal entre predicción y realidad.

5.2.2 Temperatura

MEDIDAS

Las temperaturas que se registran en el laboratorio son la temperatura de los paneles y la temperatura del aire. Estas variables no son críticas ya que sus valores se pueden conocer con suficiente precisión en comparación al efecto que tienen sobre la potencia de los generadores, ya que una desviación de 1 °C supone una desviación máxima del 0,645%

en la potencia fotovoltaica generada estimada, como se deduce de las ecuaciones siguientes utilizando el modelo del panel de [LOR03]:

$$P_{FV} = P_{CEM} \frac{G}{1000} [1 + \gamma \cdot (T_{cel} - 25)] \quad (5.1)$$

$$\frac{P_{FV} - P_{FV}^*}{P_{FV}} = \frac{\gamma \cdot (T_{cel} - T_{cel}^*)}{1 + \gamma \cdot (T_{cel} - 25)} \quad (5.2)$$

donde P_{CEM} es la potencia en condiciones estándar de medida (CEM, 1000 W·m⁻², panel a 25 °C y masa de aire 1,5), γ (*gamma*) representa la variación de la potencia producida por efecto de la temperatura en %·°C⁻¹, G es la irradiancia en W·m⁻², T_{cel} es la temperatura de célula en °C. El símbolo * indica el valor estimado. La expresión del error relativo (ecuación (5.2)) para el peor caso razonable, que correspondería a una temperatura de panel de 70 °C y una γ de -0,5 %·°C⁻¹, es 0,645%·°C⁻¹.

En el caso de la estimación de la potencia generada por el aerogenerador, el error es incluso inferior, en torno al 0,38%, asumiendo que la potencia es proporcional a la densidad del aire y ésta a su vez es inversamente proporcional a la temperatura en Kelvin (suposición de gas ideal). Utilizando el modelo de [BUR01] y la ecuación de los gases ideales:

$$P_{EO} = 0,5 \cdot A \cdot \rho \cdot C_p \cdot v^3 \quad (5.3)$$

$$\rho = \frac{M \cdot p}{T_{ext} \cdot R} \quad (5.4)$$

$$\frac{P_{EO} - P_{EO}^*}{P_{EO}} = \frac{1/T_{ext} - 1/T_{ext}^*}{1/T_{ext}} = \frac{T_{ext}^* - T_{ext}}{T_{ext}^*} \quad (5.5)$$

donde A es el área barrida por las palas del aerogenerador (en m², ρ (rho) es la densidad del aire en kg·m⁻³, C_p es el coeficiente de potencia del aerogenerador (factor que determina qué potencia se extrae del viento que atraviesa el área A), v es la velocidad del viento en m/s, M es la masa molar del aire (0,02896 kg·mol⁻¹), p la presión atmosférica y R la constante universal de los gases ideales (8,314 J·K⁻¹·mol⁻¹). El símbolo * indica que el valor es estimado. La expresión del error relativo, ecuación (5.5), para el peor caso razonable, que correspondería a una temperatura exterior de -10 °C, es 0,38 %·°C⁻¹.

A continuación, se compara la medida de temperatura del aire medida junto a los paneles con la medida en la estación de la ETSIA de la UPNa. Como se puede observar en la Figura 5.1, existe un cierto desvío entre la medida en la microrred y la de la ETSIA. Además, esta desviación es positiva (mayor medida en la microrred) cuando la irradiancia es alta y negativa cuando la radiación es cero.

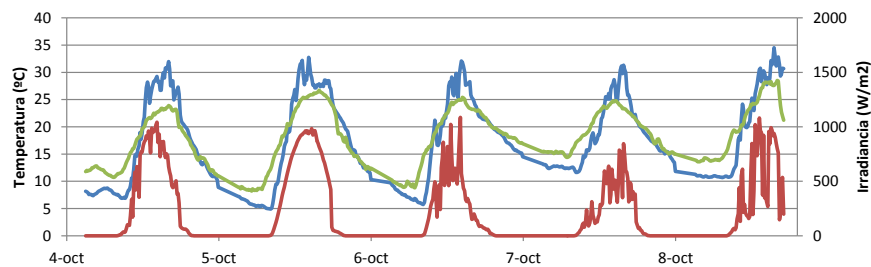


Figura 5.1. Temperaturas medidas en la microrred (azul) y por la ETSIA (verde), e irradiancia (rojo).

En la Figura 5.2 se muestra la desviación de la medida de la temperatura de la microrred con respecto a la de la ETSIA. Los picos negativos en el error, se deben a sombreados en las primeras horas de la mañana y no se consideran en el análisis. En el resto de datos, se obtiene una dispersión máxima de $\pm 7^{\circ}\text{C}$ lo que supone aproximadamente un $\pm 4,5\%$ de error máximo en la estimación de la potencia fotovoltaica y un $\pm 2,7\%$ en el caso de la eólica.

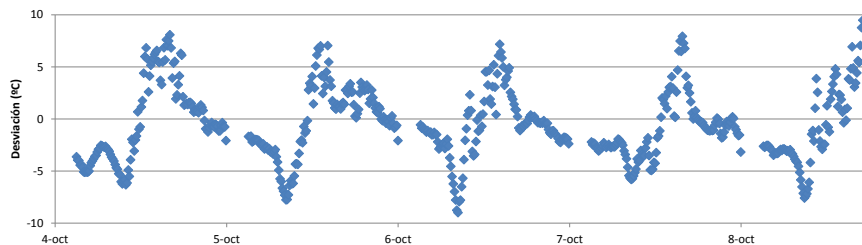


Figura 5.2. Desviación de la temperatura medida junto a los paneles con respecto a la medida por la ETSIA.

En definitiva, como muestra la Figura 5.3, aunque los datos no son iguales, existe una buena correlación entre la medida de temperatura local y la de la ETSIA. Dado que la temperatura del aire es una variable que se predice con suficiente precisión, se tomará por buena aquella que más se aproxime a la predicción.

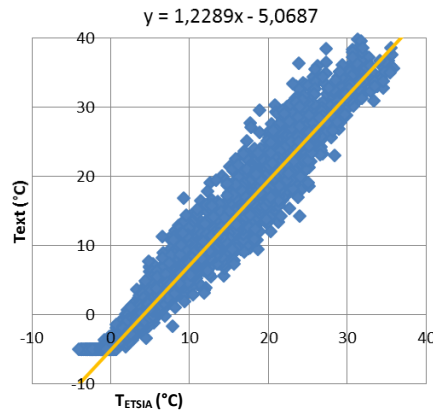


Figura 5.3. Correlación entre la medida local (T_{ext}) y la de la ETSIA (T_{ETSIA}).

Por otro lado, para comprobar el correcto calibrado de la Pt-100 colocada en el panel, se compara con la medida de la temperatura ambiente. Obviamente, la comparación no se puede hacer durante el día ya que la irradiancia sobre los paneles hace que éstos estén a una temperatura superior a la ambiente. Sin embargo, se podría pensar que estas medidas son prácticamente iguales durante la noche, por lo que sería razonable comparar los registros de temperatura nocturnos para comprobar que ambas Pt-100 están igualmente calibradas. No obstante, como se muestra en la Figura 5.4, sí existe una desviación debida a la radiación emitida por los paneles, que al estar a una temperatura superior a la del cielo claro, y al ser un cuerpo casi negro provoca una emisión neta de energía hacia el espacio. El equilibrio de estas emisiones, con la del calentamiento por convección provoca una diferencia de temperatura entre el panel y el ambiente. Este efecto es conocido como offset tipo A en los piranómetros, causante de que las lecturas de irradiancia nocturnas de los mismos sea negativa (alrededor de $-5 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$) durante las noches. Este efecto es aún mayor durante el día ($-10 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ en piranómetros), pero esta camuflado por el efecto de la irradiancia solar (cientos de $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$).

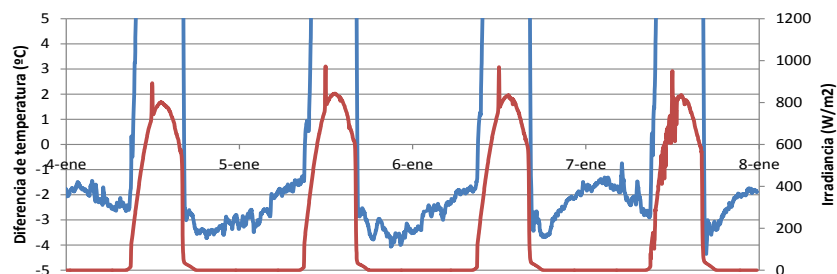


Figura 5.4. Diferencia entre la temperatura ambiente y la de panel (azul), e irradiancia (rojo).

No obstante, el cielo en días nublados se encuentra a una temperatura más cercana a la del panel, y por lo tanto la emisión infrarroja prácticamente se anula quedando los paneles a la misma temperatura que el aire. En estas condiciones sí es posible comparar ambas medidas que, como se observa en la Figura 5.5, son prácticamente iguales, o más exactamente, presentan una diferencia máxima de $\pm 1^\circ\text{C}$.

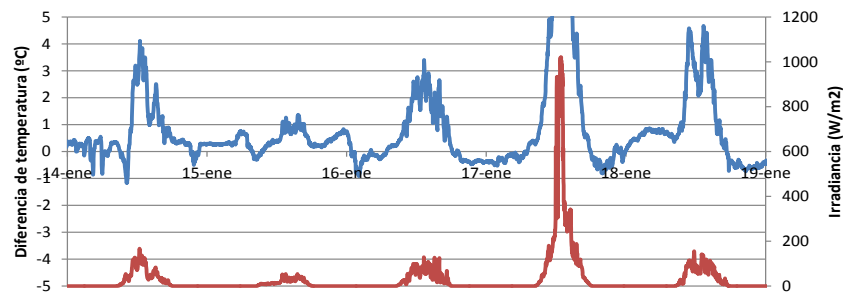


Figura 5.5. Diferencia entre la temperatura ambiente y la de panel (azul), e irradiancia (rojo).

PREDICCIÓN

Como muestra la Figura 5.6, la temperatura ambiente predicha por Meteogalicia se ajusta en valor medio a la medida en la microrred aunque la medida local presenta valores más extremos. Éste es el mismo efecto que el observado entre la medida local y la de la ETSIA.

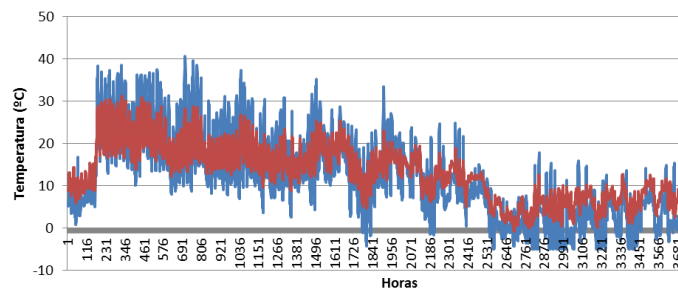


Figura 5.6. Serie temporal de temperatura ambiente medida en la microrred (azul) y predicha por Meteogalicia (rojo)

Este efecto se puede observar más claramente si se realiza la correlación de cada variable con respecto a la predicción, como se muestra en la Figura 5.7.

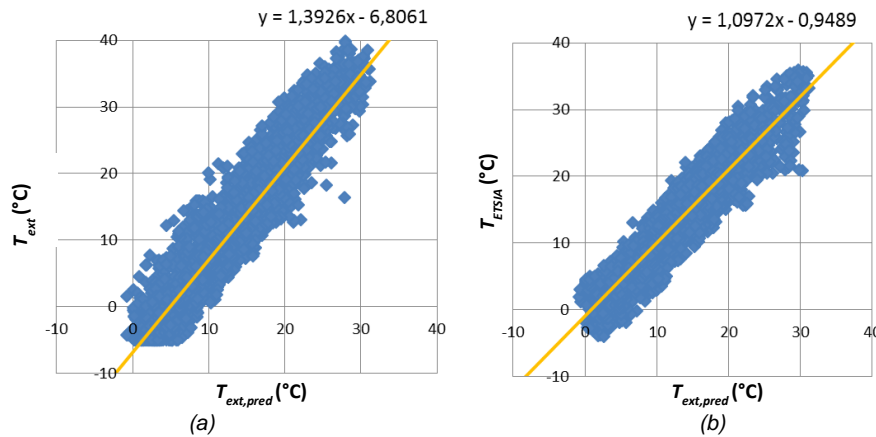


Figura 5.7. Correlación entre las temperaturas (a) medida en la microrred y predicha y (b) medida en la ETSIA y predicha.

Por lo tanto, se concluye que la medida local tiene un desvío que habrá que corregir a la hora de usar los datos para modelar el panel. Se aplica la corrección observada en la Figura 5.3.

5.2.3 Irradiancia

MEDIDAS

La irradiancia es una variable crítica, ya que la producción fotovoltaica es proporcional a la misma considerando el modelo de la ecuación (5.1). Por ello, es necesario comprobar la correcta calibración del panel de medida de la microrred. Para ello se realiza una comparativa frente a las estaciones de Pamplona (ETSIA y Pamplona GN). En la Figura 5.8 se muestra la radiación medida en dichas estaciones en 4 días claros entre los meses de septiembre y diciembre. Como se puede observar, las medidas son similares, obviando la sombra que sufre la célula de la microrred por la tarde, debido a la estructura del tragaluz del edificio.

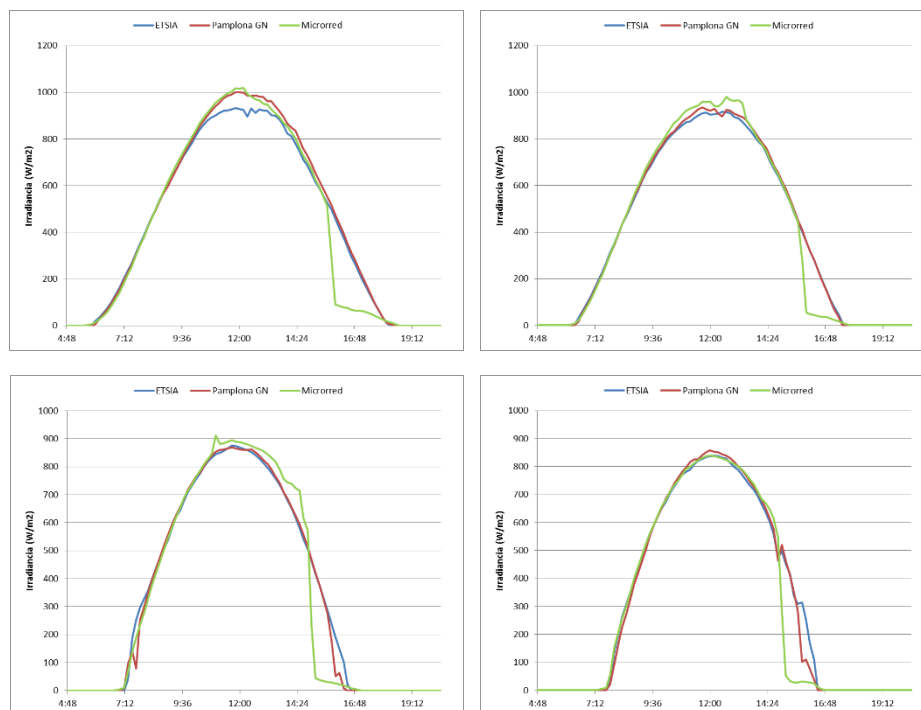


Figura 5.8. Irradiancia en distintas estaciones de Pamplona para distintos días del año entre septiembre y diciembre, pasadas al plano de la célula y comparadas con la medida de esta última.

A continuación se realiza una comparativa de la energía producida en cada uno de estos días. La Tabla 5.4 muestra la diferencia entre el valor obtenido en la microrred y en cada estación ignorando las horas de sombra en la microrred. Se puede observar cierta dispersión lo cual es normal debido a las distintas fuentes de medida (panel y piranómetro) distintas condiciones de los sensores (distinto albedo, suciedad, etc.) y al posible error cometido al pasar las medidas de los piranómetros al plano inclinado. No obstante, los valores obtenidos son lo suficientemente cercanos como para concluir que la medida es aceptable.

	ETSIA	Pamp GN
6 sep	3,07%	-0,69%
5 oct	3,19%	1,95%
13 nov	3,16%	3,10%
6 ene	-1,79%	-1,28%

Tabla 5.4. Desviación de la radiación diaria medida en distintas estaciones con respecto a la medida en la microrred.

PREDICCIÓN

Como se muestra en la Figura 5.9 y en la Figura 5.10, la predicción de la irradiancia en intervalos horarios dada por Meteogalicia se ajusta, en general, bien a la medida y especialmente a su valor acumulado diario. La excepción son algunos días en los que la predicción es de día claro pero, debido a la niebla, el día se acerca más a uno nublado.

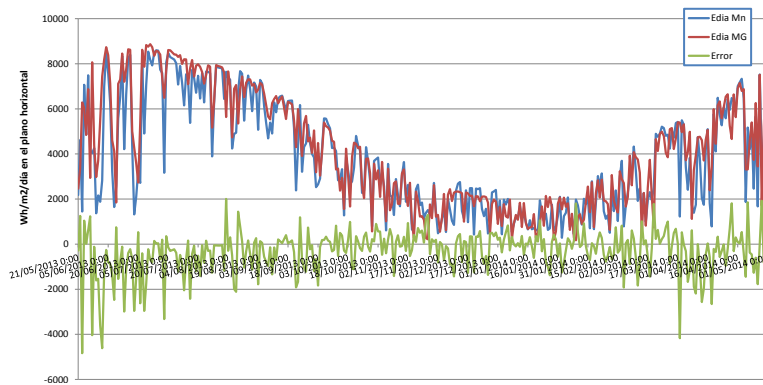


Figura 5.9. Valores diarios de irradiancia medida y predicha por Meteogalicia y error absoluto durante un año.

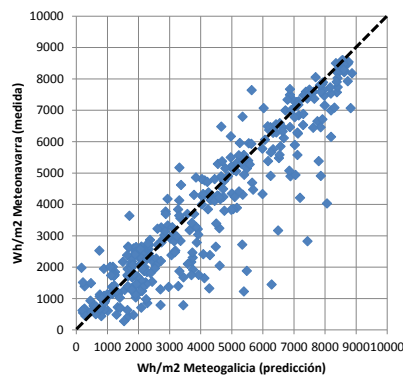


Figura 5.10. Correlación entre valores diarios de irradiancia medida y predicha por Meteogalicia durante 443 días.

5.2.4 Velocidad del viento

MEDIDAS

La velocidad del viento es el punto más crítico a la hora de estimar la potencia del aerogenerador, ya que la potencia del viento es proporcional al cubo de su velocidad. En principio se dará como única medida válida la tomada junto al aerogenerador, al ser el

viento un recurso que depende totalmente de la localización y obstáculos cercanos. No obstante, se compara con la de la estación más cercana para comprobar que no haya incoherencias.

En la Figura 5.11 se observa que los datos de la microrred presentan ciertas diferencias con los datos con los de la ETSIA. En concreto, tal y como se muestra en la Figura 5.12, la medida en la microrred (a 20 m del suelo) es un 20% mayor que la de la ETSIA (a 10 m), indicado por la línea negra al nivel 1,2 en el detalle de la misma figura. Esto se corresponde aproximadamente con la ecuación del perfil logarítmico del viento en ciudades ($z_0=0,7$) [BUR01].

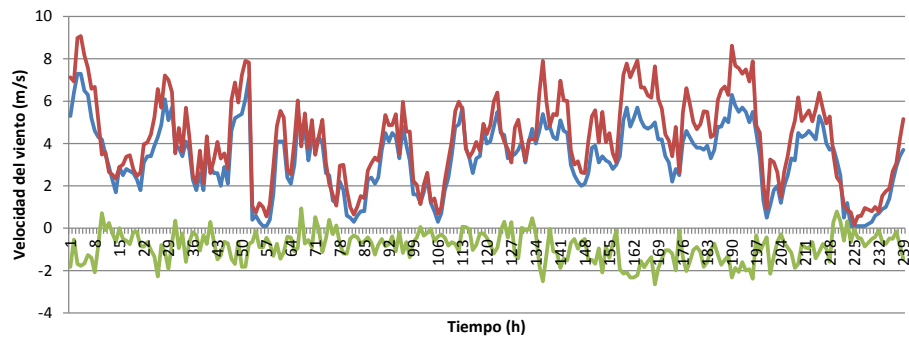


Figura 5.11. En rojo, velocidad del viento medida en el laboratorio de la microrred (a 20 m del suelo) y en azul la ofrecida por ETSIA (a 10 m del suelo). En verde, diferencia entre ambas.

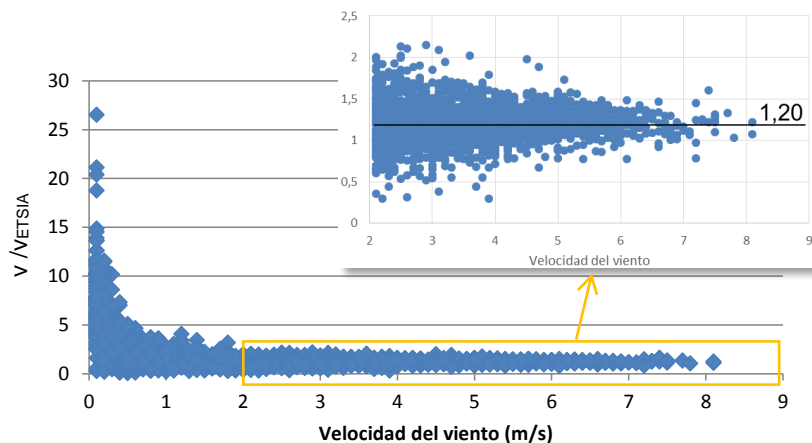


Figura 5.12. Relación entre la medida junto al aerogenerador y la de la ETSIA.

PREDICCIÓN

La predicción de la velocidad del viento va a ser el factor que más afecte al error cometido en el cálculo de la generación eólica por dos motivos principales. Primero, es un recurso que depende inevitablemente de la geografía y de los obstáculos locales y, en entornos urbanos, su valor puede variar mucho en pocos metros de distancia. Además la potencia eólica depende del cubo de la velocidad del viento, lo cual hace que pequeñas desviaciones entre el dato predicho y el real genere grandes desviaciones entre la potencia predicha y la real.

Como se ve en la Figura 5.13a, los valores medido y predicho no coinciden instantáneamente, pero tienen una cierta correlación. Dado que para el cálculo de la potencia lo que importa es la relación entre el cubo de la velocidad predicha y la medida, se propone corregir la velocidad del viento predicha según la siguiente expresión obtenida del ajuste de la Figura 5.13b entre los cubos de las velocidades:

$$v_{pred}^* = (0,2594 v_{pred}^3)^{(1/3)} \quad (5.6)$$

donde v_{pred} es la velocidad predicha por Meteogalicia y v_{pred}^* es la velocidad predicha corregida.

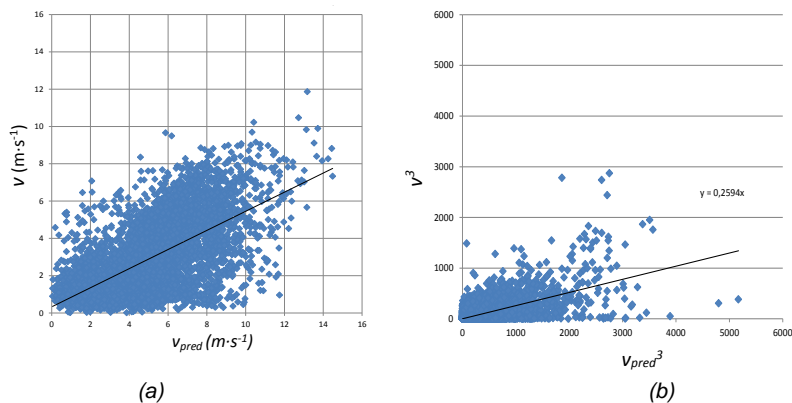


Figura 5.13. Correlación entre (a) velocidad medida junto al aerogenerador y predicha por Meteogalicia y (b) el cubo de las mismas durante 250 días.

En cualquier caso, parece que será difícil predecir con precisión la velocidad del viento en el aerogenerador. En el apartado referente a la predicción de la potencia eólica se analiza más a fondo la validez de estos datos en el contexto de la estrategia de gestión energética.

5.2.5 Presión atmosférica

La potencia del viento es directamente proporcional a la densidad del aire, y por lo tanto, a la presión atmosférica si se considera el aire un gas ideal. Por lo tanto, en un principio se podría considerar la presión atmosférica como una variable crítica. Sin embargo, la capacidad para medirla con precisión es más que suficiente (décimas de milibar, o una resolución del 0,01%) y además es una variable muy constante tanto en el tiempo como en el espacio. Por ello, resulta tan válido utilizar la predicción por métodos numéricos como por persistencia, y para cualquier localización relativamente cercana a la microrred. Incluso tomando un valor constante e igual a 1 atm a nivel del mar (960 mbar en Pamplona), el error máximo observado sería de aproximadamente un 3% ya que el rango de presiones observado en Pamplona en los últimos años es de 930 a 990 mbar aproximadamente. Por lo tanto, se considera que este factor no influye significativamente en el error final de la predicción de la potencia, especialmente, en comparación al error introducido por la predicción de la velocidad del viento.

5.2.6 Humedad relativa

Aunque no se hace mención en la tabla de fuentes de medida, ya que sólo se obtiene de una estación, la humedad relativa también influye en la densidad del aire, ya que la presencia de vapor de agua en el aire reduce la densidad del conjunto para una presión dada. En las condiciones más desfavorables, el error máximo cometido (frente a considerar aire seco) sería del 4%.

5.3 PREDICCIÓN DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

5.3.1 Modelo del campo fotovoltaico

La conversión de los datos atmosféricos en producción fotovoltaica se realiza en dos pasos, de acuerdo con el modelo físico del panel fotovoltaico: (1) estimación de la temperatura de célula a partir de la temperatura ambiente y de la irradiancia; y (2) obtención de la potencia generada a partir de la temperatura de célula y de la irradiancia. A su vez, estos cálculos requieren la caracterización de los paneles, en concreto de la obtención de la potencia CEM (Condiciones Estándar de Medida), P_{CEM} , del factor de variación de potencia con la temperatura, γ , y de la NOCT (Normal Operating Cell Temperature). El proceso completo se muestra en la Figura 5.14.

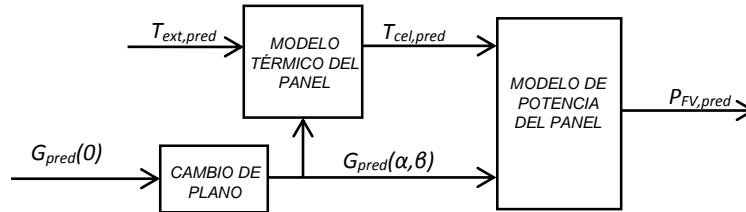


Figura 5.14 Esquema del proceso de predicción de la potencia fotovoltaica generada.

DETERMINACIÓN DE P_{CEM} Y γ (GAMMA)

Conocidas las condiciones ambientales y el modelo del panel (P_{CEM} y γ), la potencia generada por un panel fotovoltaico puede ser estimada mediante la ecuación (5.1). Y también a la inversa, conocidas las condiciones ambientales y la potencia generada en distintas situaciones, se pueden estimar los parámetros del panel, P_{CEM} y γ . Para la obtención de dichos parámetros se utilizan datos medidos de temperatura de célula (T_{cel}), irradiancia (G) y potencia generada (P_{FV}). Al introducirlos en (5.1) para varios instantes de funcionamiento, se pueden despejar fácilmente los parámetros P_N y γ .

No todos los datos son válidos, por lo que, para aplicar este método, se realiza un filtrado consistente en eliminar los datos que puedan conducir a resultados erróneos. La ecuación (5.1) es más exacta para irradiancias en torno a un $\pm 30\%$ de la de referencia, por lo que sólo se utilizan datos obtenidos a una irradiancia superior a los $700 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$. Además, se descartan datos en los que la diferencia de potencia con el dato anterior supere el 3% y así asegurar que la temperatura del panel es estable. Utilizando los datos restantes y utilizando el valor de γ del fabricante, se obtiene la potencia generada a 25°C en función de la irradiancia, como se ve en la ecuación (5.7), resultado de despejar la ecuación (5.1):

$$P_{25^\circ\text{C}} = \frac{P_{FV}}{[1 + \gamma(T_{cel} - 25)]} = P_{CEM} \frac{G}{1000} \quad (5.7)$$

Si se grafican los valores de la potencia a 25°C (normalizada con respecto a la potencia nominal) frente a la irradiancia normalizada, debe quedar una recta cuya pendiente es el cociente entre las potencias pico real y nominal. En la Figura 5.15 se representan dichos puntos sobre los cuales se presenta la recta de ajuste. Como se puede observar, la potencia pico obtenida mediante este método es el 87,84% de la nominal, es decir, 3,58 kW de los 4,08 kW nominales.

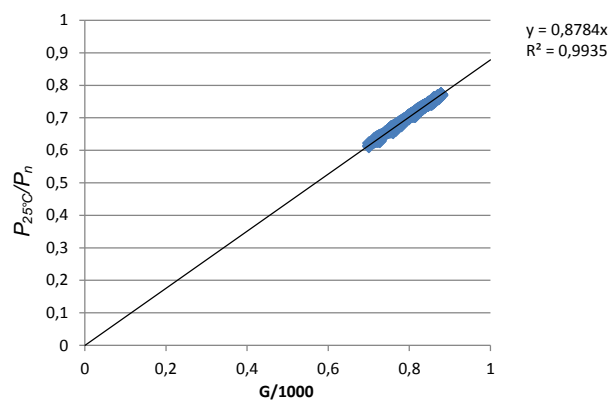


Figura 5.15. Ajuste de la potencia fotovoltaica a 25°C normalizada frente a la irradiancia normalizada. La pendiente de la recta es la potencia pico real con respecto a la nominal.

También cabe la posibilidad de realizar un ajuste de las dos variables P_{CEM} y γ , llegando a un resultado similar. En la Figura 5.16 se muestra el gráfico de los puntos medidos y la superficie de ajuste.

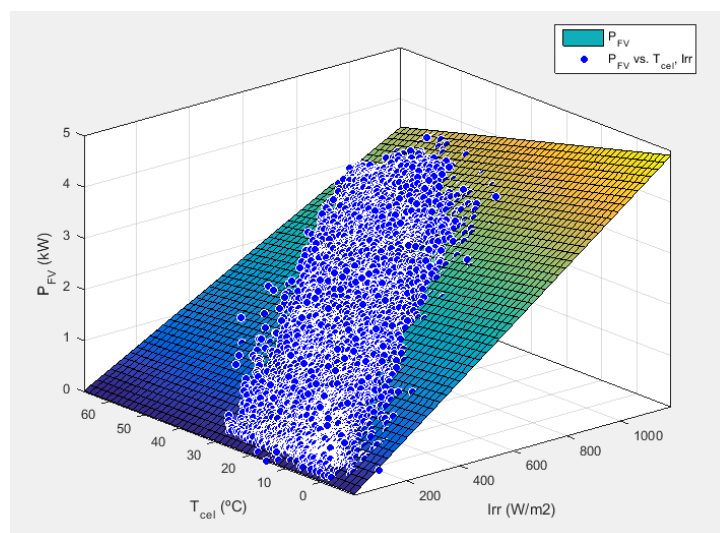


Figura 5.16. Ajuste de la potencia fotovoltaica frente a la irradiancia y a la temperatura de célula para la obtención de los parámetros P_{CEM} y γ .

CÁLCULO DE LA TEMPERATURA DE CÉLULA A PARTIR DE LA TEMPERATURA AMBIENTE Y LA IRRADIANCIA

Una fórmula común para obtener la estimación de la temperatura de célula es la de la ecuación (5.8) [LOR03].

$$T_{cel} = T_{ext} + G \cdot (NOCT - 20) / 800 \quad (5.8)$$

donde *NOCT* es la temperatura de célula en condiciones nominales de operación. Estas condiciones son las siguientes:

- Panel en estructura a 45° del suelo.
- Panel en circuito abierto.
- Irradiancia en el plano del panel de 800 W·m⁻².
- Temperatura ambiente (de aire, cielo y tejado) de 20°C.
- Velocidad de viento de 1 m·s⁻¹.

Dadas las condiciones que definen la *NOCT*, es imposible estimar con precisión suficiente mediante la ecuación (5.8) la temperatura de célula en condiciones reales, es decir, con el panel colocado sobre tejado, con distintas velocidades de viento y produciendo energía eléctrica. Por ejemplo, si se utiliza esta fórmula en momentos de producción en los que parte de la potencia solar se convierte en electricidad y con vientos mayores a 1 m·s⁻¹, como suele ser habitual, se obtienen datos de temperatura de célula sobreestimados. Este problema se puede abordar de dos maneras: (a) si el campo no está aún instalado, habría que realizar un modelo térmico más complejo; y (b) si el campo está ya instalado, se puede recalcular el *NOCT* medio en condiciones reales, *NOCT'*, realizando un regresión lineal aprovechando la ecuación (5.9), que resulta de reordenar la ecuación (5.8). Utilizando datos medidos de temperatura de los paneles, temperatura ambiente e irradiancia, se puede graficar la diferencia de temperatura frente a la irradiancia. La recta de ajuste, forzada a pasar por cero, tendrá por pendiente (*NOCT'*-20)/800. Éste método es el mejor en términos de precisión frente a complejidad [ASS14].

$$(T_{cel} - T_{ext}) = G \cdot (NOCT' - 20) / 800 \quad (5.9)$$

En la Figura 5.17 se muestra el ajuste, cuya pendiente es 0,01963, que corresponde a un *NOCT'* de 35.7 °C, que es inferior al *NOCT*, dado por el fabricante, de 47 °C, como se había supuesto.

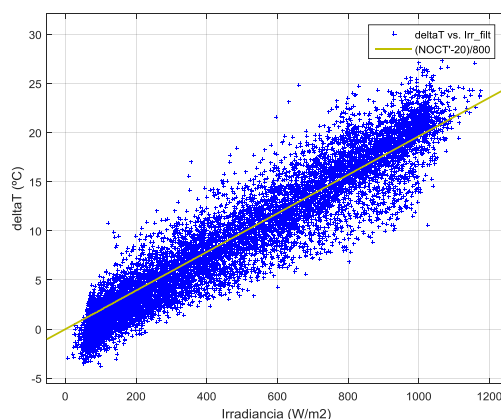


Figura 5.17. Correlación entre irradiancia y diferencia de temperatura panel-aire

Obtenida la $NOCT'$, se procede a estimar el valor de la temperatura de célula a partir de la temperatura ambiente y la irradiancia. En la Figura 5.18a se muestra el error cometido en la estimación de la temperatura de célula, observándose errores de hasta -10°C . No obstante si se realizan medias de 12 horas, tal y como se va a realizar en las estrategias analizadas en los siguientes capítulos, el error queda reducido al intervalo $(-2,8 : 5,1)^{\circ}\text{C}$ como se muestra en la Figura 5.18b.

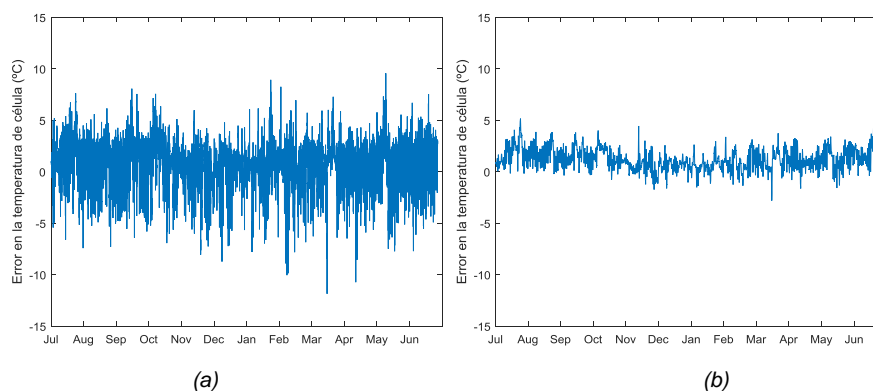


Figura 5.18. Error en la temperatura de célula (a) cada 15 minutos y (b) promediada cada 12 horas.

5.3.2 Estimación de la potencia generada

En este apartado se analiza la estimación de la potencia fotovoltaica a partir de los datos medidos en la microrred. Por un lado, se compara la energía diaria medida y la estimada a partir de la irradiancia y la temperatura de célula medidas. Posteriormente se calcula la energía diaria estimada a partir de la irradiancia medida pero utilizando la temperatura de

célula estimada a partir de la irradiancia y temperatura ambiente medidas. Los errores cometidos con ambos métodos son notablemente bajos.

En la Figura 5.19a se muestra la energía diaria medida junto con la calculada con los datos de irradiancia y temperatura de célula medidos en la microrred y en la Figura 5.19b, el error diario cometido. Los perfiles obtenidos son muy similares, obteniéndose un error a 1 kWh durante todo el año, salvo un día, en que se supera este valor ligeramente.

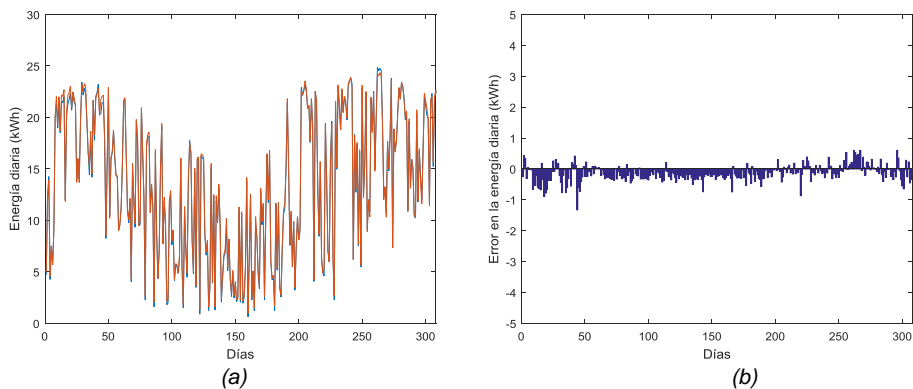


Figura 5.19. (a) Energía fotovoltaica diaria medida (azul) y calculada con la temperatura de célula medida (rojo). (b) Error diario en la energía estimada.

En la Figura 5.20 se representan las mismas variables pero utilizando la estimación de la temperatura de célula mediante las medidas de temperatura ambiente e irradiancia para el cálculo de la energía. Ambos cálculos son prácticamente iguales y, por lo tanto, ambas estimaciones son también prácticamente iguales. Los resultados son satisfactorios ya que un error absoluto inferior a 1 kWh es perfectamente asumible por el sistema estudiado.

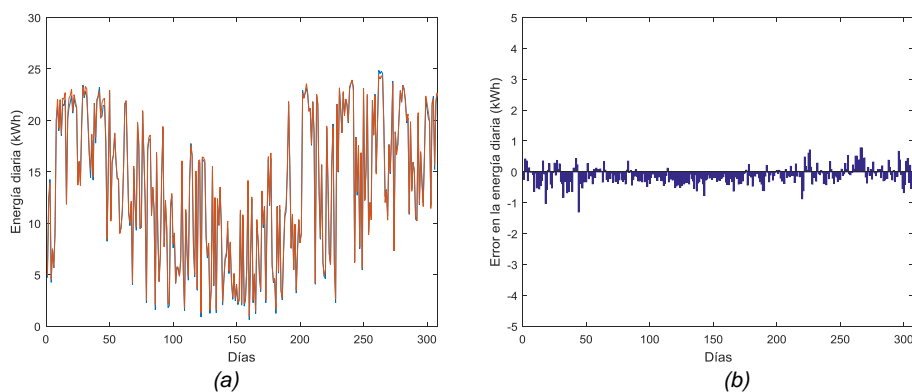


Figura 5.20. (a) Energía fotovoltaica diaria medida (azul) y calculada con la temperatura de célula estimada (rojo). (b) Error diario en la energía estimada

5.3.3 Estimación de la generación mediante la predicción

La estimación mediante datos de Meteogalicia se realiza utilizando los datos de irradiancia global horizontal y temperatura ambiente. La irradiancia horizontal se pasa al plano inclinado mediante el método de [LOR03]. Con esta irradiancia y la temperatura ambiente se estima la temperatura del panel y la potencia generada mediante las ecuaciones (5.1) y (5.8).

En la Figura 5.21a se muestra la energía diaria calculada con los datos de irradiancia y temperatura de célula medidos en la microrred y en la Figura 5.21b se muestra el error cometido. Como se puede observar existen días en los que la predicción de la potencia difiere mucho de la medida debido a la desviación observada en la predicción de la irradiancia. Por ello, la estrategia de gestión deberá ser capaz de detectar estos días para realizar las correcciones oportunas.

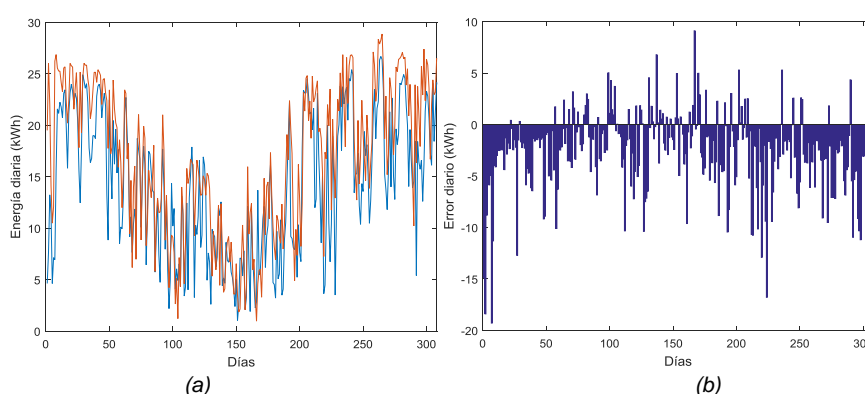


Figura 5.21. (a) Energía fotovoltaica diaria medida (azul) y calculada con la temperatura de célula estimada (rojo). (b) Error diario en la energía estimada

Finalmente, en la Figura 5.22 se observa la energía cuarto-horaria medida y la horaria predicha para distintas series temporales. La gráfica superior izquierda muestra una semana con días parcialmente cubiertos y mala estimación de la energía generada (peores días observados) mientras que la gráfica superior derecha presenta días claros bien predichos. Finalmente, la gráfica inferior muestra 11 días donde se alternan días claros con cubiertos y donde se aprecia la utilidad de la predicción por métodos numéricos frente a la persistencia. Por ejemplo, en el tercer día, que es nublado, la persistencia habría asumido un producción igual a la del segundo día, soleado, cometiendo un error considerable. De forma similar, al cuarto día, que es soleado, la persistencia asumiría baja producción, cometiendo nuevamente un error de predicción.

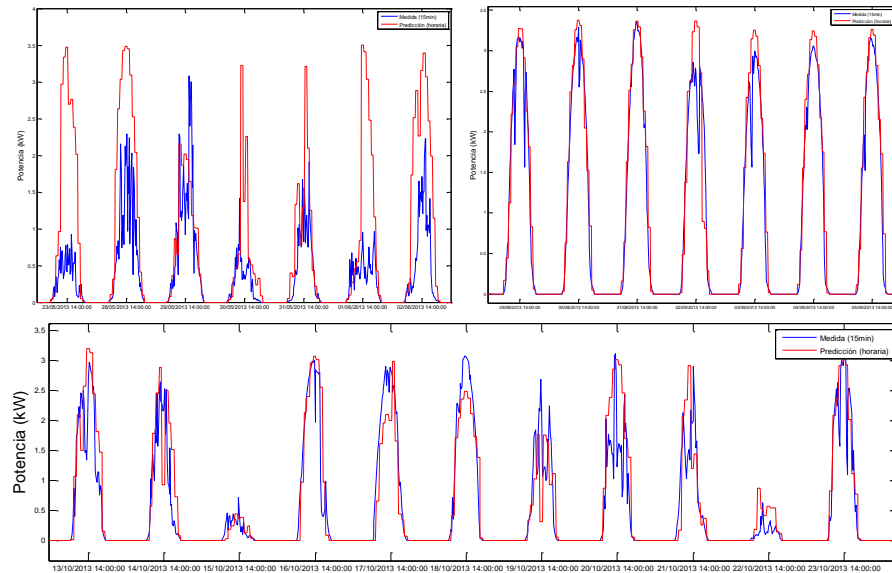


Figura 5.22. Energía cuarto-horaria medida (azul) y horaria predicha (rojo) durante distintas series temporales.

5.4 PREDICCIÓN DE LA GENERACIÓN EÓLICA

5.4.1 Modelo del aerogenerador y estimación de C_p

La conversión de los datos atmosféricos a producción eólica se lleva a cabo en distintos pasos: (1) estimación de la densidad del aire suponiéndolo un gas ideal, según la ecuación (5.4); (2) corrección de la presión a nivel del mar (la normalmente ofrecida por los servicios meteorológicos) a presión en altitud; (3) corrección de la velocidad del viento predicha a las condiciones locales (visto en el apartado 5.2); y (4) obtención de la potencia generada a partir de la densidad del aire y su velocidad utilizando el modelo del aerogenerador. A su vez estos cálculos requieren la caracterización del aerogenerador, es decir, conocer el área de barrido de las palas y su coeficiente de potencia, C_p . El proceso completo se muestra en la Figura 5.23.

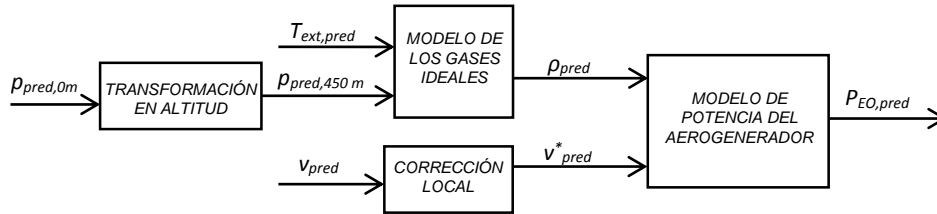


Figura 5.23. Esquema del proceso de predicción de la potencia fotovoltaica generada.

DETERMINACIÓN DE C_p

El coeficiente C_p es el factor que relaciona la potencia que lleva el viento que atraviesa el área de barrido de las palas con la potencia extraída por el aerogenerador en función de la velocidad. Para determinar el C_p se seguirá el método de la norma UNE-EN 61400-12-1:2006 [UNE07] en la medida de lo posible, teniendo en cuenta que la instalación ya está hecha y no se podrán cumplir ciertos requisitos de la norma como, por ejemplo, la colocación de los anemómetros, si bien el procedimiento es similar. En cuanto a la adquisición de datos, la norma requiere tomar medidas cada segundo de la presión, temperatura, velocidad del viento y potencia del aerogenerador, para después realizar medias diezminutales. todo ello puede hacerse en las instalaciones de la UPNA.

El primer paso consiste en normalizar la potencia eólica medida corrigiendo la densidad del aire. Ésta se calcula a partir de datos de temperatura y presión:

$$P_{EO,norm} = 1,225 \cdot P_{EO} / \rho \quad (5.10)$$

donde $1,225 \text{ kg/m}^3$ es la densidad del aire a nivel del mar según la atmósfera estándar ISO y la densidad, ρ , se calcula mediante la ecuación de los gases ideales, ecuación (5.4), utilizando los datos de temperatura y presión adecuados. La temperatura utilizada es directamente la medida, en kelvin, mientras que la presión hay que transformarla del valor ofrecido por el servicio meteorológico, a nivel del mar, a la presión en altitud. Para ello, se utiliza la siguiente fórmula:

$$p_{450m} = p_{0m} \cdot \exp\left(-h \frac{M \cdot g}{R \cdot T}\right) \approx 0,945 \cdot p_{0m} \quad (5.11)$$

donde h es la altitud sobre el nivel del mar en m y g es la aceleración de la gravedad.

Finalmente se obtiene la expresión del C_p como el cociente entre la potencia normalizada del aerogenerador y la potencia del viento para una densidad de $1,225 \text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$

$$C_p = P_{EO, \text{norm}} / (0,5 \cdot A \cdot 1,225 \cdot v^3) \quad (5.12)$$

El resultado de cada valor de C_p se muestra en azul en la Figura 5.24. A continuación se determinan intervalos de velocidad del viento de $0,5 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ y se calcula la media del C_p en cada intervalo. El resultado es la curva C_p frente a velocidad del viento representada en la Figura 5.24 por las barras verdes. Se han excluido los valores para velocidades de viento inferiores a $2 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ donde la energía producida es despreciable.

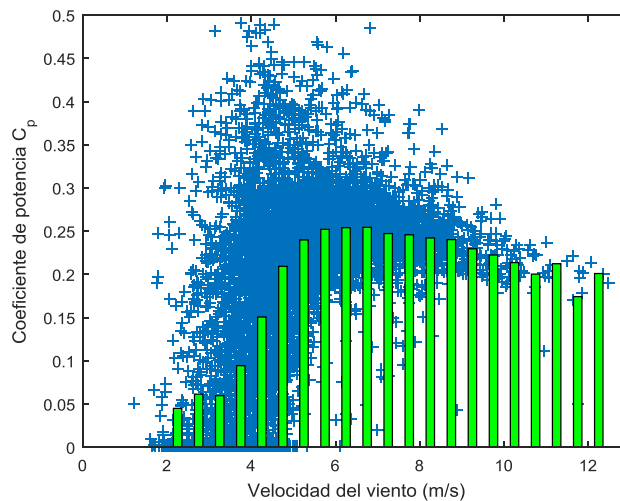


Figura 5.24. C_p del aerogenerador Bornay6000 instalado en la UPNA. En azul valores individuales y en verde promedio para cada intervalo de velocidad de $0,5 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$.

5.4.2 Estimación de la potencia generada

En este apartado se comparan los datos medidos de potencia generada y el estimado a partir de datos medidos de temperatura, velocidad del viento y presión. En la Figura 5.25a se muestra el detalle de 5 días de potencia medida y estimada en intervalos quinceminutales. En la Figura 5.25b se muestra la correlación de los datos quinceminutales de potencia medida y estimada a lo largo de más de un año. En estas figuras se puede apreciar la precisión del modelo.

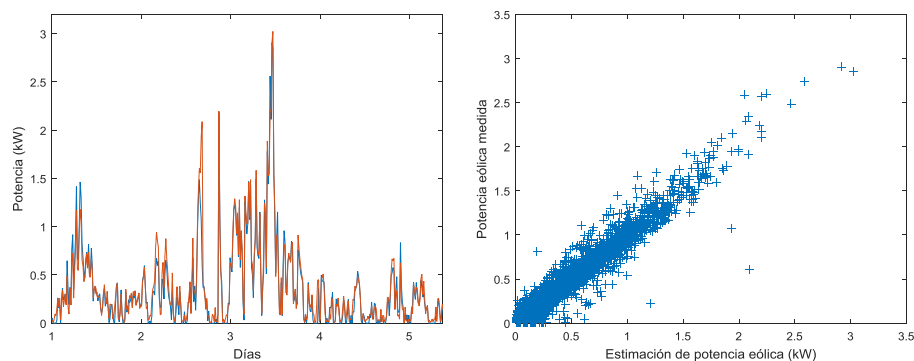


Figura 5.25. (a) Generación quinceminutal durante 5 días de viento: medida (azul) y estimada (roja). (b) Correlación entre medias quinceminutales de potencia generada y estimada durante un año.

En la Figura 5.26a se muestra la generación diaria medida (azul) y estimada (roja) durante más de 100 días. En la Figura 5.26b se observa que la diferencia diaria es siempre inferior a 2 kWh y en la mayoría de los casos inferior a 1 kWh. Por lo tanto se puede afirmar que el modelo es correcto y cualquier desviación mayor a estos valores en la predicción de la potencia generada será fruto de la imprecisión en la predicción de las variables meteorológicas y sus correcciones locales.

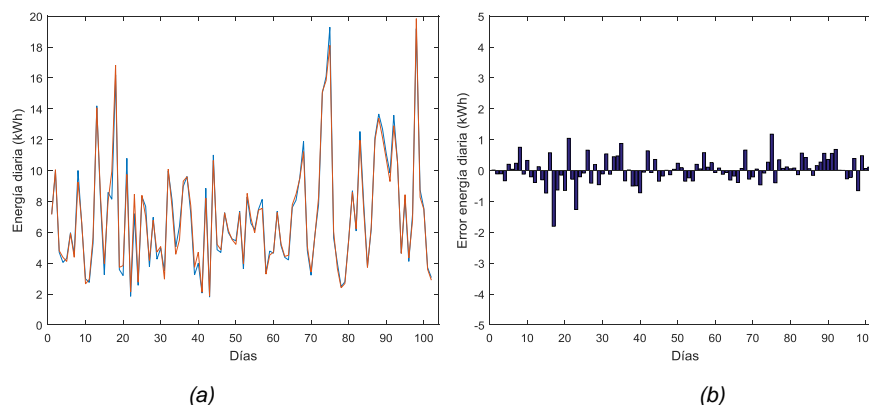


Figura 5.26. (a) Energía eólica diaria medida (azul) y estimada con las variables medidas en la microrred (rojo). (b) Error diario en la energía estimada.

5.4.3 Estimación de la generación mediante la predicción

Para calcular la predicción de la potencia generada se utiliza el proceso descrito en la Figura 5.23 con los cálculos explicados en esta sección. De esta forma, se obtienen

directamente los valores de potencia predicha mediante los valores de predicción de Meteogalicia.

En la Figura 5.27a se muestra la energía diaria y en la Figura 5.27b se muestra el error cometido. Como se puede observar existen días en los que la predicción de la potencia difiere mucho de la medida debido a la desviación observada en la predicción del viento. Sin embargo, este resultado es mejor que la persistencia tal y como se muestra en la Figura 5.28, donde se representa el error diario utilizando persistencia. Como se puede observar, los valores extremos son muy inferiores en el caso de la predicción: aproximadamente 15 kWh de error utilizando predicción de Meteogalicia frente a 30 kWh de error utilizando persistencia.

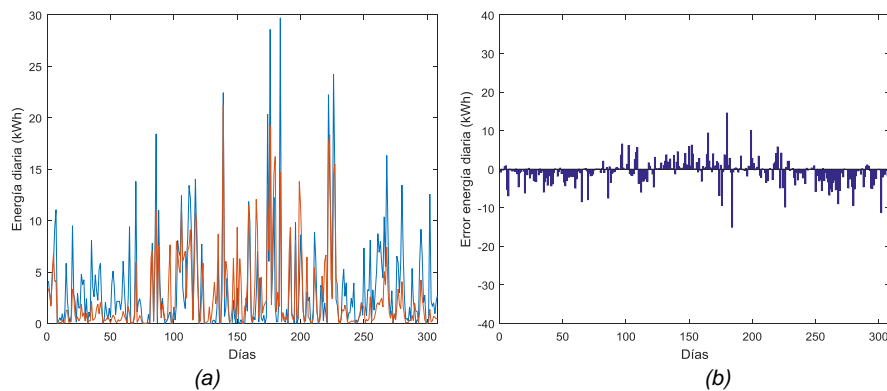


Figura 5.27. (a) Energía eólica diaria medida (azul) y predicha (rojo). (b) Error diario en la energía estimada.

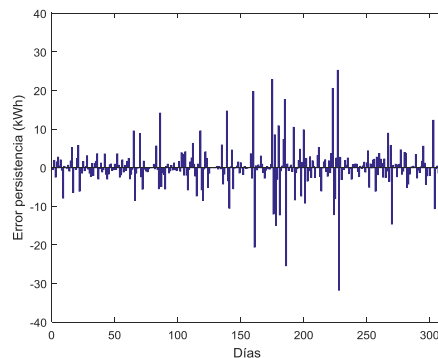


Figura 5.28. Error diario en la energía estimada mediante persistencia.

Esto es debido a que los temporales suelen ocurrir tras días de calma y dejan detrás otro periodo de calma, como se muestra en la Figura 5.29. En esta situación la persistencia falla doblemente. Por un lado predice calma el día de viento y viento el día posterior. Esto queda reflejado en la Figura 5.28, donde se observa que a un error positivo grande le sigue

un error negativo grande. Sin embargo, la predicción utilizando los datos de Meteogalicia permite detectar perfectamente los días sin viento y, con suficiente exactitud, los temporales, lo cual es muy útil para predisponer a la batería.

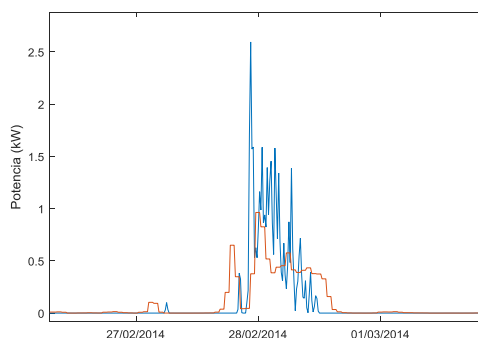


Figura 5.29. Día de viento entre días de calma. En azul potencia eólica medida y en rojo predicción.

5.5 PREDICCIÓN DE LA GENERACIÓN TÉRMICA

En el caso de la generación térmica, no se dispone de un colector real, por lo que la estimación es igual a la simulación. El modelo utilizado es el visto en la ecuación (2.1). Este modelo depende de la temperatura exterior, de la irradiancia y de la temperatura del fluido, que se considera constante para las siguientes 12 horas e igual a la temperatura media en las últimas 24 horas. En cuanto a la predicción, dado que su producción es proporcional a la irradiancia y dependiente de la temperatura, los resultados son similares a los de la predicción fotovoltaica, los cuales son satisfactorios.

5.6 PREDICCIÓN DE LOS PERFILES DE DEMANDA

La demanda eléctrica de la vivienda estudiada tiene un claro patrón diario, y el consumo es similar al del día anterior. Por ello, se ha optado por utilizar la persistencia como indicador de consumo. Dado que el patrón es diario pero no hay diferencia entre días festivos y laborables, la persistencia en este caso consiste en predecir que en un momento dado la potencia consumida será la misma que el día anterior a la misma hora.

En la Figura 5.30a se muestra la correlación entre la potencia quinceminutal de un momento dado y la potencia consumida 24 horas atrás. La correlación es clara pero existe una cierta dispersión. No obstante, en la Figura 5.30b se muestra cómo la correlación entre las energías diarias consumidas un día y el siguiente está mucho más definida.

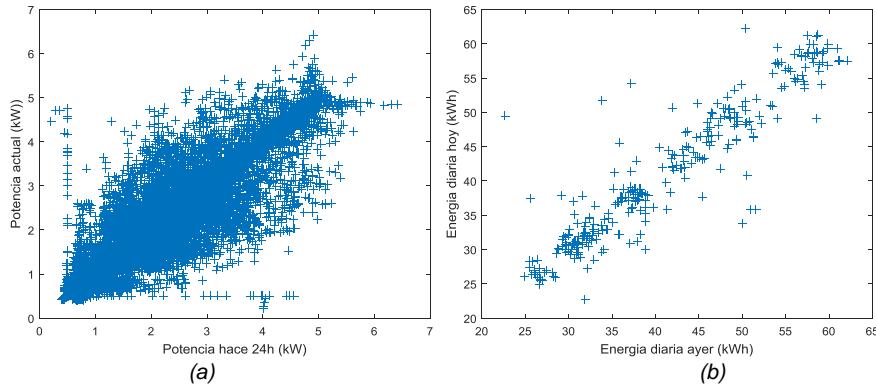


Figura 5.30. Correlación entre (a) potencia en un intervalo quinceminutal y el mismo intervalo 24 horas atrás y (b) energía consumida en un día y el anterior.

En la Figura 5.31a se muestra la energía diaria consumida y la predicción por persistencia, que es el mismo perfil desplazado un día. En la Figura 5.31b se muestra el error diario cometido en kWh. Como se puede observar, el error puede llegar a ser de 15 kWh, por lo que la estrategia deberá ser capaz de detectar y corregir este desvío. En el caso de la demanda de ACS, se ha utilizado un perfil simulado y repetido todos los días, por lo que su predicción no juega un papel relevante en esta tesis.

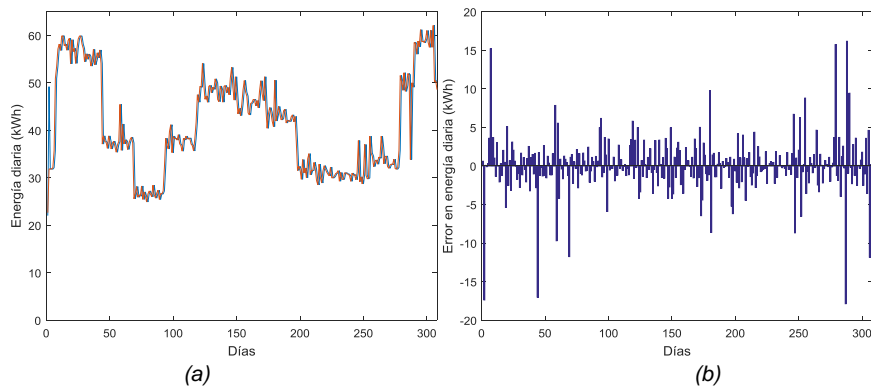


Figura 5.31. (a) Energía consumida diaria medida (azul) y predicha (rojo). (b) Error diario.

5.7 PREDICCIÓN DE LA POTENCIA GLOBAL

En la estrategia analizada en el Capítulo 4, se ha utilizado como consigna primaria de red el balance energético en el nodo eléctrico. El punto débil de esta técnica es que la predicción del consumo de la caldera se considera como un consumo más, que se predice

por persistencia. Sin embargo, este consumo depende altamente de la generación de los colectores térmicos. Por lo tanto, es preferible, en el caso de utilizar predicción, calcular la consigna de red como el resultado del balance global mostrado en la Figura 2.7, que quedaría de la siguiente forma:

$$P_{bal}=P'_{con}+P_{ACS}+P_{perd}-P_{FV}-P_{EO}-P_{CO} \quad (5.13)$$

En la Figura 5.32a se muestra la energía diaria de P_{bal} y en la Figura 5.32b se muestra el error cometido. Como se puede observar, el error máximo cometido es inferior al tamaño del sistema de almacenamiento. En la Figura 5.33 se muestra el histograma del error cometido con el método propuesto y con la persistencia, de donde se deduce que la predicción aporta una gran mejora en el conocimiento del balance energético en la microrred con respecto a la persistencia.

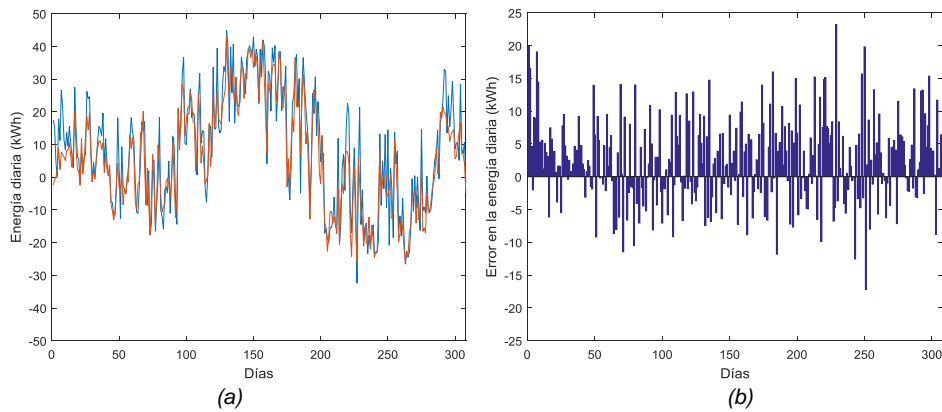


Figura 5.32. (a) Energía global diaria medida (azul) y predicha (rojo). (b) Error diario.

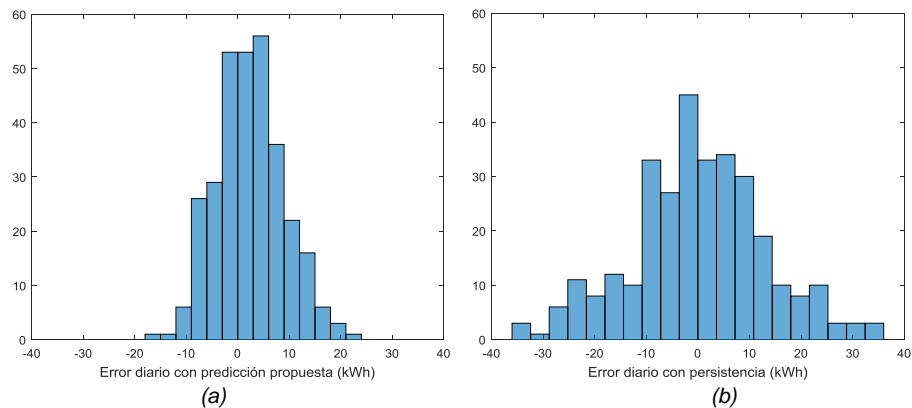


Figura 5.33. Histograma del error cometido utilizando (a) predicción de Meteogalicia y (b) persistencia.

En este capítulo se ha explicado cómo obtener la predicción de cada una de las componentes de P_{bal} excepto P_{perd} . Esta componente no puede ser medida de manera sencilla pero tampoco tiene un gran peso en el balance global. Ante esta situación, caben dos posibilidades: (1) estimarla con los modelos de los elementos con pérdidas (principalmente, depósito, caldera y baterías) y (2) ignorar esta componente y dejar que se corrija con el control en lazo cerrado del sistema de acumulación. Dado que es una componente pequeña con respecto al resto y con respecto a la capacidad de los acumuladores, no se considera necesario estimarla y se opta por la segunda alternativa.

CAPÍTULO 6

Estrategias de gestión basadas en la predicción del balance energético

6.1 INTRODUCCIÓN

En el Capítulo 4 se ha explicado la necesidad de predecir las potencias de la microrred mediante técnicas mejores que la persistencia para aprovechar la ventaja que ofrece el uso de la media móvil central (MMC) frente a la media móvil retrasada (MMR). En el Capítulo 5 se ha visto cómo obtener la predicción de las distintas potencias en la microrred para obtener la predicción del balance global de potencia. En principio se podría utilizar el mismo esquema de control que el propuesto para la MMR (Figura 4.6) cambiando únicamente el bloque de cálculo de la MMR de 24 h de la potencia neta por la MMC de 24 h. Sin embargo, dado que el origen de los datos en este caso es muy distinto, se va a revisar el control del SOC con el objetivo de mejorar los resultados obtenidos.

6.2 NUEVO CONTROL DEL SOC

El nuevo control del SOC tiene como similitud con el control visto en el Capítulo 4, las dos ramas de control: una para controlar el valor medio del SOC y otra para controlar el valor instantáneo del SOC. La rama que controla el valor medio permanece igual ya que no ha cambiado la dinámica del sistema, pero la rama que controla el valor instantáneo del SOC, que es la que introduce picos y fluctuaciones en la potencia intercambiada con la red, va a ser modificada.

Con la nueva filosofía, asumiendo una predicción perfecta del balance energético central, el control del SOC sería innecesario tal y como se muestra en la Figura 6.1. En esta figura se muestra con el mismo ejemplo del Capítulo 4, la reacción del sistema ante un cambio en la potencia neta, representada por la línea azul, en tres situaciones distintas. Al asignar a la red la MMR de la potencia neta (en rojo) existe un desfase que es compensado por la batería (abajo, también en rojo), el cual se ve ampliamente reducido al utilizar la MMC (en verde) como ya se ha visto en el Capítulo 4. Como se puede observar, al utilizar la MMC, además de disminuir la necesidad de capacidad de la batería, se evita el control del SOC ya que éste vuelve al punto de partida (abajo, en verde). No obstante, la predicción de la potencia neta (azul discontinua) será inevitablemente distinta a la potencia neta real. Al intercambiar con la red el valor de la MMC utilizando estos datos de predicción (en rosa) se provoca la deriva del SOC (también en rosa) aunque en este caso debido al error de predicción.

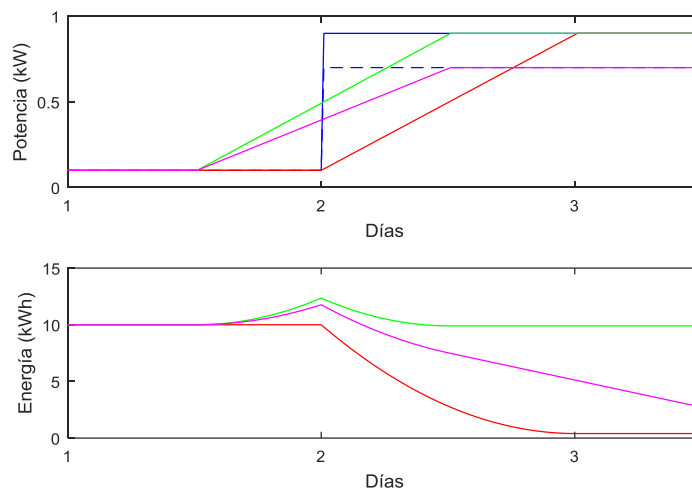


Figura 6.1. Arriba potencia neta (azul) y su predicción errónea (azul discontinua). En rojo y verde, MMR y MMC de la potencia neta respectivamente y en rosa, MMC de la predicción errónea. Abajo, evolución del SOC al utilizar MMR (roja), MMC perfecta (verde) y MMC con predicción errónea (rosa).

Dado que esta deriva se da únicamente cuando se tiene un error de predicción, con el objetivo de reducir la perturbación introducida en la red por el control del SOC, se propone un esquema de control similar al del Capítulo 4, pero anulando la rama de control del SOC instantáneo cuando no sea necesario actuar, ya sea porque el error de predicción es pequeño o porque la batería vaya a ser capaz de absorber el desfase energético debido al error. Para conseguirlo, se redefine el factor proporcional K_P como el producto de dos nuevos factores K_{P1} y K_{P2} , que son función del SOC y del error en la predicción.

Por un lado, cuando el error de la predicción sea positivo (balance más consumidor que lo predicho) y, por lo tanto, la batería tienda a descargarse, se anula el control del SOC

instantáneo si este se encuentra por encima del 50%, ya que se considera que la batería puede asumir el desfase energético. Por el contrario, si el SOC se encuentra por debajo del 50%, el control actuará dando valores a K_{P1} tanto mayores conforme se acerque al 0% (función azul de la Figura 6.2). En presencia de un error negativo, la lógica es la inversa y se utiliza la función roja.

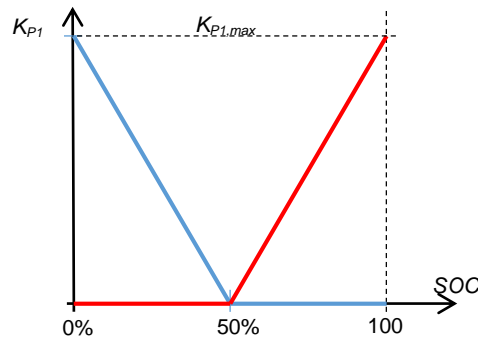


Figura 6.2. Factor proporcional del control del SOC cuando el error de la predicción es positivo (azul) y negativo (rojo).

Para identificar errores consistentes en la predicción de la potencia neta y evitar actuar con innecesaria variabilidad, se utiliza como indicador del error de la predicción, el error acumulado en las tres últimas horas, e_{pred} .

$$e_{pred} = 3 \cdot \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N [P_{bal,i,N} - P_{bal,pred,i,N}] \quad (5.1)$$

donde N es el número de muestras en las últimas 3 horas. Las ecuaciones que determinan el valor de K_{P1} son:

$$\text{si } [e_{pred} > 0 \text{ \& SOC} < 50\%] \quad K_{P1} = K_{P1,max} \cdot (50 - \text{SOC}) / 50 \quad (5.2)$$

$$\text{si } [e_{pred} < 0 \text{ \& SOC} > 50\%] \quad K_{P1} = K_{P1,max} \cdot (\text{SOC} - 50) / 50 \quad (5.3)$$

$$\left. \begin{array}{l} \text{si } [e_{pred} > 0 \text{ \& SOC} > 50\%] \\ \text{o } [e_{pred} < 0 \text{ \& SOC} < 50\%] \end{array} \right\} \quad K_{P1} = 0 \quad (5.4)$$

Por otro lado, la acción de control del SOC es atenuada por el factor K_{P2} ($K_{P2} \leq 1$) siempre y cuando el error en la predicción sea pequeño. Si el error es cero, la batería no tendrá que compensar ningún desequilibrio energético extra y por lo tanto, independientemente del SOC, la acción de control será anulada dándole a K_{P2} valor nulo.

Si por el contrario, la magnitud del error acumulado, $|e_{pred}|$, es significativo, por ejemplo, un 25% con respecto a la capacidad de la batería, entonces el valor de K_{P2} será 1 y el control del SOC realizado por la función K_{P1} actuará con toda su fuerza. En los casos intermedios, K_{P2} toma un valor proporcional al cociente $|e_{pred}|/C_{bat}$ como se muestra en la Figura 6.3.

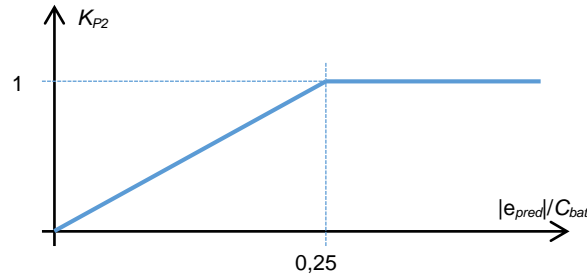


Figura 6.3. Ganancia del control del SOC como función del error acumulado en la predicción relativo a la capacidad de la batería, C_{bat} .

Finalmente, el control del SOC instantáneo responderá a la ecuación (5.5). Este valor añadido a la MMC de P_{bal} , $P_{bal,MMC}$, y a P_{24} constituye la consigna de la potencia intercambiada con la red, como se muestra en la Figura 6.4, donde está representado el diagrama de bloques del control basado en la predicción.

$$P_{SOC} = K_{P1} \cdot K_{P2} \cdot (50 - SOC) \quad (5.5)$$

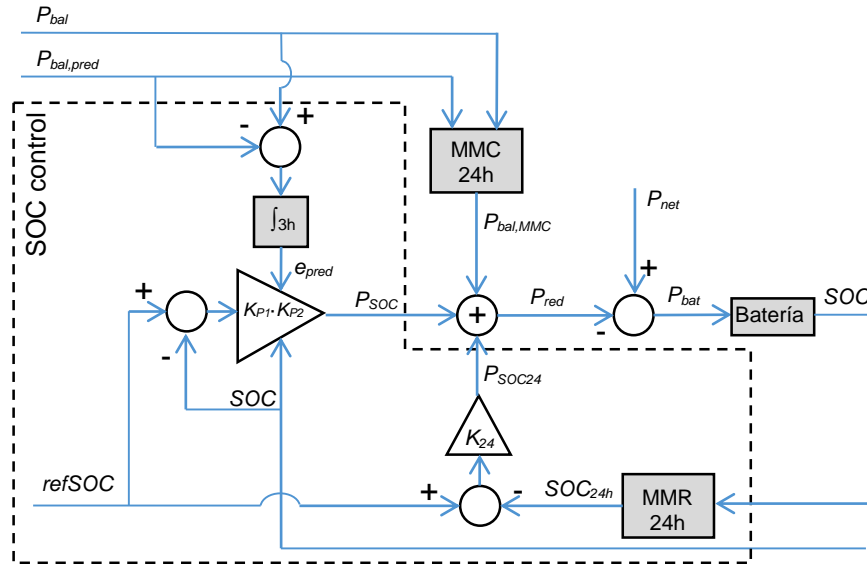


Figura 6.4. Diagrama de bloques del control basado en la predicción.

Para apreciar con más claridad la filosofía de la nueva estrategia, en la Figura 6.5 se muestra el producto normalizado de $K_{P1} \cdot K_{P2}$, que representa la fuerza con que actúa el control del SOC instantáneo. Como se puede observar, cuanto más cercano a cero es el valor de e_{pred} más débil será el control del SOC. Además, mientras el error sea negativo y la batería esté descargada o el error positivo y la batería esté cargada, la acción de control será anulada. De esta forma se aplica un control que en el peor de los casos es tan fuerte como el del Capítulo 4, con la estrategia MMR, pero que en la mayoría de casos se ve atenuado o anulado. Por ello, aun manteniendo la misma $K_{P1,max}$ de control que en la estrategia anterior, se consiguen mejores resultados en el perfil de la potencia intercambiada con la red. No obstante, la nueva estrategia permite reducir su valor a 0,030, casi la mitad del valor de la estrategia MMR, lo cual consigue reducir aún más los picos y fluctuaciones de potencia intercambiados con la red como se verá en los resultados por simulación, expuestos en el siguiente apartado.

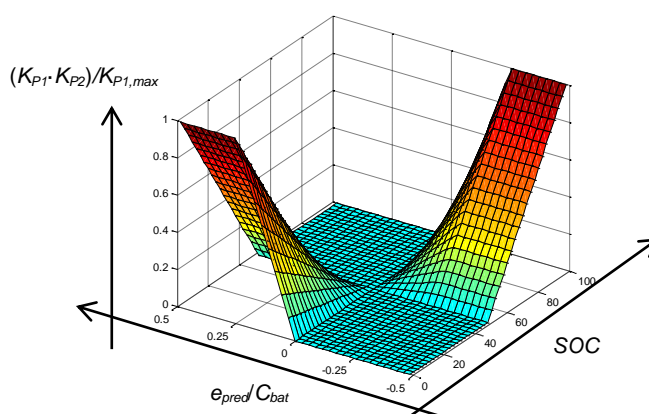


Figura 6.5. Producto normalizado de $K_{P1} \cdot K_{P2}$. Representa cualitativamente la fuerza de la acción de control frente a las dos variables críticas, e_{pred} y SOC.

6.3 RESULTADO Y DISCUSIÓN

En primer lugar, en la Figura 6.6, se observa cómo, a pesar de haberse reducido la acción de control del SOC, la evolución del SOC a lo largo del año es similar a la obtenida con la estrategia MMR (Figura 4.8). En otras palabras, se ha conseguido una menor perturbación en el perfil de potencia de la red con el mismo uso de la batería.

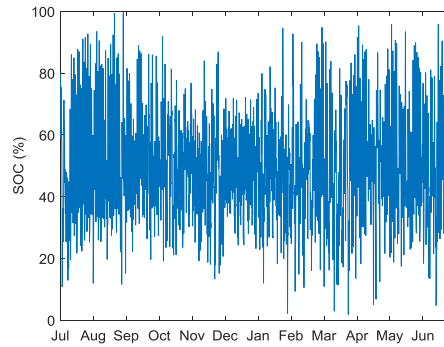


Figura 6.6. SOC de la batería a lo largo del año obtenido al aplicar la estrategia MMC con predicción.

En cuanto al perfil de la potencia de la red, en la Figura 6.7a se puede apreciar que presenta menos picos y menor variabilidad a lo largo del año que el obtenido utilizando la estrategia de MMR vista en el Capítulo 4 (Figura 4.9a). Además, en el detalle mostrado en la Figura 6.7b, se puede observar cómo, la magnitud de las fluctuaciones diarias observada en los tres primeros días es menor que en el perfil obtenido con la estrategia anterior, gracias al control combinado del SOC en función del error de la predicción. Por otro lado, se observa cómo, en el último día, se predice correctamente el aumento en el balance energético de la microrred y el consumo de la red empieza a aumentar antes de que se produzca el déficit energético, eliminando el retraso que introducía la estrategia MMR y permitiendo atravesar el cambio de balance energético sin afectar negativamente a la red, al contrario de lo que ocurría en la estrategia anterior en la que se producía un mayor valor de potencia pico (Figura 4.9b).

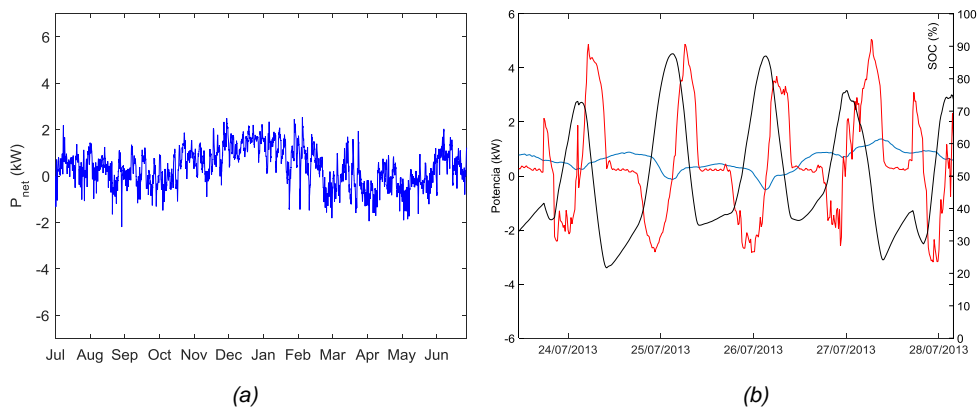


Figura 6.7. (a) Potencia intercambiada con la red durante un año y (b) (rojo) potencia neta, P_{net} , (azul) potencia intercambiada con la red, P_{red} , y (negro) SOC de la batería durante 4 días de julio utilizando la estrategia MMC.

Observando los criterios de calidad en la Tabla 6.1 se aprecia más claramente la mejora introducida, ya que todos los indicadores han sido reducidos con respecto a la estrategia anterior, acercándose considerablemente a los valores objetivo, es decir, a los criterios de calidad evaluados para la potencia neta media en 24 horas.

	P_{+}	P_{-}	P_{99}	MXP	MDP	VAR
P_{net}	6,53	-6,45	4,69	18648	1222,3	0,361
$P_{net,24h}$	1,98	-1,93	1,80	346	33,3	0,071
$P_{red} (0.1)$	6,53	-5,02	3,50	14371	192,0	0,150
$P_{red} (0.2)$	6,53	-3,04	2,80	13663	138,4	0,142
$P_{red} (MMR)$	3,33	-3,23	2,32	1392	120,0	0,140
$P_{red} (MMC)$	2,54	-2,20	2,08	994	75,4	0,093

Tabla 6.1. Criterios de calidad evaluados para la potencia neta, P_{net} , para la media móvil de 24 horas de P_{net} y para la potencia intercambiada con la red aplicando las estrategias 0.1, 0.2, MMR y MMC.

En cuanto a la eliminación del retraso gracias a la estrategia MMC, en la Figura 6.8 se observa cómo, en lo que era el peor día en la estrategia MMR, ahora la predicción hace correctamente su papel y es capaz de predecir un día de alto balance generador tras un día de baja generación. De esta forma, el control asigna a la red un consumo por debajo de la potencia neta durante la noche para prepararse ante la carga del día siguiente, actuando de forma totalmente opuesta a la estrategia MMR (Figura 4.10). De esta forma se mantiene el SOC dentro de sus límites de operación, obteniéndose un perfil de potencia intercambiado con la red significativamente más plano y suave.

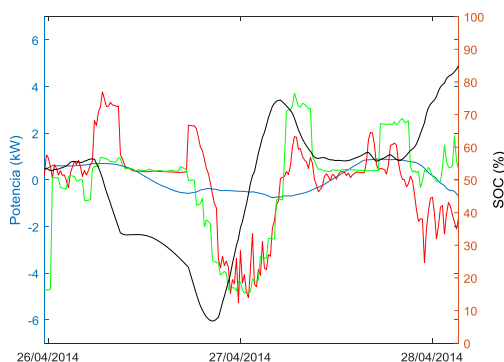


Figura 6.8. En rojo, potencia neta, P_{net} ; en verde, su predicción, $P_{red,pred}$; en azul, potencia intercambiada con la red en la estrategia de predicción, P_{red} ; y en negro, SOC de la batería, el mismo día en que la batería alcanza el 100% utilizando la estrategia MMR.

Por otro lado, en la Figura 6.9 se muestra el único momento del año en que el SOC prácticamente alcanza el 100%, que resulta en el máximo pico negativo en la red del año. Esto ocurre en un día con una alta generación solar y una predicción de la misma a la baja. En esta situación, la consigna principal de la red, la MMC de P_{bal} , hace que entre en la microrred una energía mayor que la necesaria debido a la subestimación de la generación fotovoltaica y de la térmica. De esta forma se está solicitando a la red una energía extra por partida doble, que entra a la microrred a través del nodo eléctrico. Como la caldera no se activa ya que finalmente entra suficiente energía en el nodo térmico a través de los colectores, toda esta energía extra acaba en la batería que, como consecuencia, se acerca al 100% teniendo que actuar con fuerza el control del SOC para devolver esa energía a la red, provocando el pico de potencia intercambiado con la red de mayor magnitud del año.

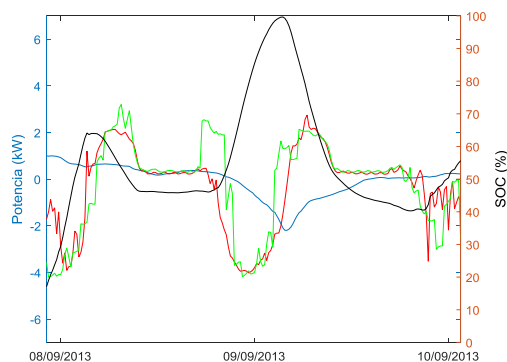


Figura 6.9. En rojo, potencia neta, $P_{net,i}$; en verde, su predicción, $P_{net,pred,i}$; en azul, potencia intercambiada con la red, $P_{red,i}$; y en negro, SOC de la batería.

En casos como este, se podría evitar el llenado total de la batería conectando la caldera en los momentos en que el SOC se acerque al 100%, evitando así tener que evacuar energía a la red con grandes picos de potencia. Estos picos, que tienen una duración de unas pocas horas, pueden ser absorbidos por el depósito sin aumentar excesivamente su temperatura.

A modo de ejemplo, en la Figura 6.10 se muestra lo que hubiera sucedido si en el caso visto en la Figura 6.9 se hubiera enviado a la red solamente la potencia indicada por la línea de puntos enviando el resto de potencia al depósito a través de la caldera. En este caso, se mandarían solamente unos 3 kWh al depósito durante un tiempo en el que además hay consumo de ACS, provocando un aumento de temperatura inferior a 1°C , tal y como indican la línea negra continua y discontinua, que representan la temperatura en el caso sin gestión y con gestión de la caldera respectivamente.

De esta forma queda patente el gran potencial del sistema térmico como controlador del sistema. En el Capítulo 7 se propone un sistema de control total en el que sistema

térmico y eléctrico trabajan como una única unidad energética, llamada microrred electrotérmica.

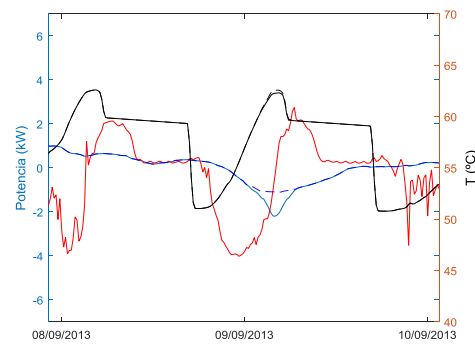


Figura 6.10. (Rojo) potencia neta, P_{net} , (azul) potencia intercambiada con la red, P_{red} , (negro) temperatura del depósito. En línea discontinua azul, perfil suavizado de P_{red} y en línea discontinua negra, evolución de la temperatura al enviar al depósito la diferencia entre el perfil real de red y el suavizado.

CAPÍTULO 7

Estrategia de gestión electrotérmica con predicción

7.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se propone realizar un control global del sistema electrotérmico que aproveche el potencial del sistema térmico para gestionar la potencia de la red, a base de controlar el trasvase de energía del nodo eléctrico hacia el nodo térmico. Esto es posible gracias a que, por un lado, la caldera, nexo entre el sistema térmico y el eléctrico, es capaz de convertir grandes picos de potencia eléctrica en térmica de forma rápida y eficaz y, por otro lado, el depósito es capaz de absorber esta energía y almacenarla. De esta forma se consigue ampliar la capacidad de gestión gracias a la gestionabilidad de la caldera y al almacenamiento energético que aporta el depósito, que antes quedaba desaprovechado.

7.2 CONTROL GLOBAL

7.2.1 Estructura

El control global de la microrred electrotérmica se basa en la estructura de la estrategia MMC, a la cual se le añaden ciertas modificaciones. La estructura del nuevo control se puede resumir en 4 puntos:

1. Control de la temperatura. Antes se calculaba la potencia de la caldera mediante el control por histéresis de la temperatura del agua. La estrategia propuesta realiza un control más inteligente, que se describe en el apartado 7.2.2. Los puntos clave del nuevo control son que, por un lado, al contrario que la histéresis, no activa la

caldera a potencia nominal, sino a un valor que depende de la temperatura del agua y del balance energético del nodo térmico y, por otro lado, evita activar la caldera en los momentos en que el SOC sea bajo.

2. Cálculo de la potencia de red y de la batería igual que en la estrategia MMC (Figura 7.1). Se utiliza el mismo control del SOC y se utiliza el valor de la potencia neta teniendo en cuenta el nuevo valor de potencia de la caldera calculado en el paso anterior. Los valores que se obtienen de P_{bat} y P_{red} , que en la estrategia anterior eran definitivos, ahora pueden ser modificados en los pasos 3 y 4, gracias a la gestión del sistema térmico.

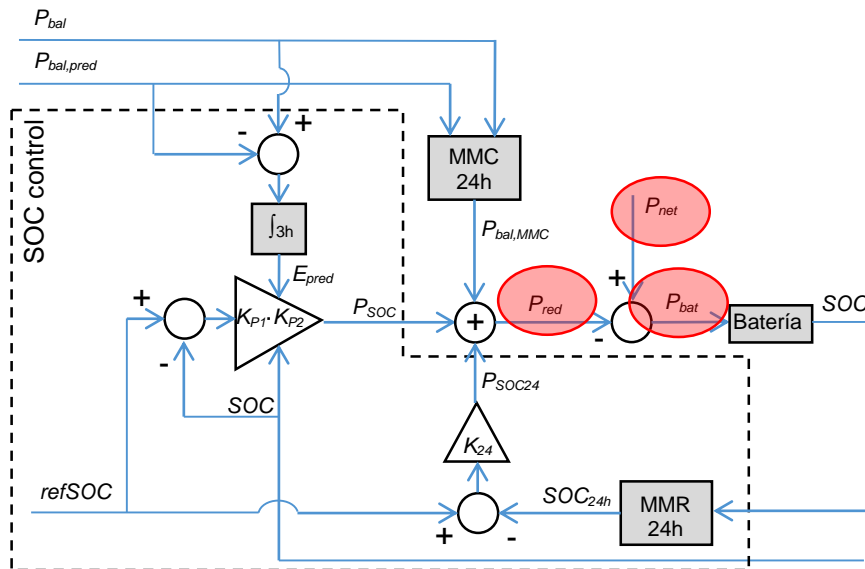


Figura 7.1. Estructura de la estrategia MMC. En globos rojos, modificaciones introducidas por la estrategia propuesta: (1) Nueva P_{net} calculada con la nueva P_{cal} ; (2) El valor de P_{red} calculado en el paso 2, es limitado en el paso 3 utilizando la caldera para evitar inyectar demasiada potencia en la red; y (3) El valor calculado de P_{bat} es modificado en el paso 4 para evitar el llenado completo de la batería utilizando la caldera.

3. Limitación de la inyección. Si la consigna de red calculada por la estrategia MMC en el paso 2 es demasiado negativa (alta inyección en red) se modifica su valor hasta un cierto límite de inyección, desviando parte de la potencia inicialmente asignada a la red hacia la caldera, mientras la temperatura del agua esté por debajo de un determinado límite.

4. Trasvase de energía del nodo eléctrico al nodo térmico. Si el SOC se acerca al 100%, y queda margen de potencia en la caldera, es decir, su consigna de potencia es menor a su valor nominal, y la temperatura del agua está por debajo de un

determinado límite, se trasvasa energía de la batería al depósito activando la batería y la caldera de forma coordinada, para que la red no se vea afectada.

Así pues el control queda determinado por estos cuatro pasos en los que se va dando forma a la potencia entregada por la red, la batería y la caldera, hasta obtener un compromiso que mantenga a los sistemas de almacenamiento bajo control manteniendo un perfil de potencia intercambiado con la red suave. En los siguientes apartados se detalla el cálculo de la potencia en cada paso.

7.2.2 Control de la temperatura

El control de la temperatura se realiza siguiendo la filosofía del balance energético. En cada paso de cálculo se calcula el balance energético en el nodo térmico realizando la MMC del consumo de ACS y la generación térmica de los colectores solares utilizando los datos de predicción. Este valor, denominado $P_{bat,t,MMC}$, es asignado provisionalmente a la caldera para que compense el déficit energético en el nodo térmico, en caso de que exista. Además, al igual que se hace en el control del SOC, se realiza un control en lazo cerrado de la temperatura añadiendo un valor proporcional a la diferencia entre la temperatura media a 24 horas y la temperatura de referencia, 60°C para compensar desviaciones en el cálculo del balance térmico. Así, el valor inicial de la potencia de la caldera viene determinado por las siguientes expresiones:

$$P_{cal,e} = P_{bat,t,MMC} + P_{T24} \quad (0 \text{ kW} < P_{cal,e} < 2 \text{ kW}) \quad (6.1)$$

$$P_{T24} = K_T (60 - T_{24h}) \quad (6.2)$$

donde K_T es la constante de control de la temperatura y la potencia de la caldera queda limitada a valores mayores que cero e inferiores a su potencia nominal. El valor de K_T se ha establecido en 1/20 de forma que en los valores extremos de temperatura esta componente no aporte más de 1 kW. Este valor se estima más que suficiente dado el balance térmico a lo largo del año, mostrado en la Figura 7.2.

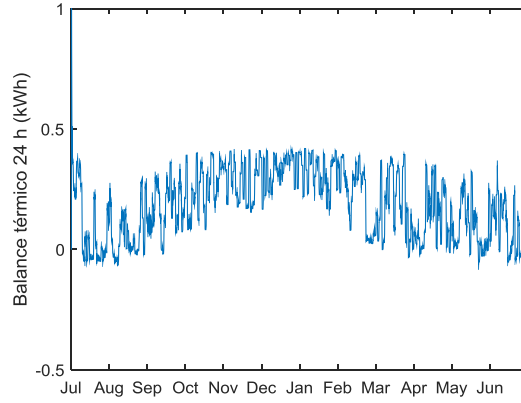


Figura 7.2. Balance térmico diario (MMR). Dado el aporte de los colectores, el balance térmico es cercano a cero durante todo el año, necesitándose un aporte desde el nodo térmico relativamente bajo.

Además, aprovechando la mayor flexibilidad del depósito, cuya temperatura puede exceder los límites ligeramente si fuera necesario y con el fin de aliviar a la batería, cuyas restricciones respecto al SOC son más estrictas, se añade un factor a la consigna de potencia de caldera, proporcional al SOC de la batería. De esta forma, cuando el SOC se aproxime a cero la caldera pedirá poca potencia, siendo 0 si el SOC es inferior al 10%. Para compensar estos momentos, cuando el SOC se aproxime al 100% la consigna de la caldera podrá llegar a ser el doble de lo calculado en (6.1). La expresión completa de la potencia asignada a la caldera en este primer paso queda de la siguiente forma:

$$P_{cal,e} = 2 \cdot \frac{(SOC - 10)}{100} \cdot (P_{bal,t,MMC} + P_{T24}) \quad (P_{cal,e} < 2 \text{ kW}) \quad (6.3)$$

7.2.3 Control del SOC

Como se ha mencionado anteriormente, el control del SOC es el mismo que en la estrategia MMC, con la potencia neta calculada utilizando el valor de la potencia de caldera calculada en el apartado 7.2.2. Dado que el conjunto de esta estrategia alivia a la batería, se consigue que la estrategia funcione sin necesidad del control del SOC instantáneo, es decir, con una $K_{P1,max}$ de 0. No obstante no sería recomendable dejar el sistema con el SOC descontrolado por lo que se mantiene una $K_{P1,max}$ de 0,01, un tercio de lo necesario con la estrategia de MMC.

7.2.4 Absorción de exceso de generación

En este punto ya se dispone de un valor de consigna preliminar de la potencia intercambiada con la red, con las baterías y con la caldera. Con este control del SOC ocurre que en ocasiones es necesario enviar a la red picos de potencia de gran magnitud pero escaso contenido energético. Estos picos pueden ser fácilmente absorbidos por la caldera, siempre y cuando la temperatura del depósito esté por debajo de un límite que se ha establecido en 65°C. En estos casos se ampliará el valor de potencia asignado a la caldera en la medida necesaria para reducir la consigna de red al valor límite de inyección en la red.

$$\left. \begin{array}{l} \text{si } T < 65^{\circ}\text{C} \\ \text{y } P_{red} < P_{iny} \end{array} \right\} \begin{array}{l} P_{cal,e} = P_{cal,e} + (P_{iny} - P_{red}) \quad (P_{cal,e} < 2 \text{ kW}) \\ P_{red} = P_{iny} \end{array} \quad \begin{array}{l} (6.4) \\ (6.5) \end{array}$$

donde P_{iny} es el límite de inyección a red, que se ha establecido en -0,8 kW. Nuevamente el valor de potencia asignado debe limitarse al valor nominal de la caldera, si bien por simulación se observa que nunca hay que limitar este valor. De hecho, como se verá más adelante, nunca se supera un valor de potencia de caldera de 1 kW. Nótese que este paso no modifica el valor de potencia de la batería.

7.2.5 Traspase de energía del nodo eléctrico al nodo térmico

Finalmente, en las ocasiones en que el SOC esté llegando al 100%, se puede aprovechar el almacenamiento térmico, y trasvasar parte de la energía de la batería hacia el depósito a través de la caldera. Para ello, se conecta la caldera a potencia nominal siempre y cuando se supere el 98% del SOC y la temperatura del depósito esté por debajo del valor máximo. De esta forma se reduce la potencia inyectada en las baterías pudiendo incluso invertir el signo de la misma. Nótese que este paso no modifica el valor de potencia intercambiado con la red.

$$\left. \begin{array}{l} \text{si } T < 65^{\circ}\text{C} \\ \text{y } SOC > 100\% \end{array} \right\} \begin{array}{l} P_{bat} = P_{bat} + (2 - P_{cal,e}) \\ P_{cal,e} = 2 \text{ kW} \end{array} \quad \begin{array}{l} (6.6) \\ (6.7) \end{array}$$

A continuación se simula el comportamiento de esta estrategia con los mismos datos que en las estrategias anteriores, y se analizan sus resultados.

7.3 RESULTADO Y DISCUSIÓN

En la Figura 7.3a se puede apreciar claramente el recorte en los picos negativos gracias a la estrategia global, que consigue limitar la inyección de potencia en la red a 0,8 kW en todo momento. Además las fluctuaciones son menores como se puede observar con más detalle en la Figura 7.3b, en la que se observa cómo con esta estrategia la potencia intercambiada con la red es casi plana.

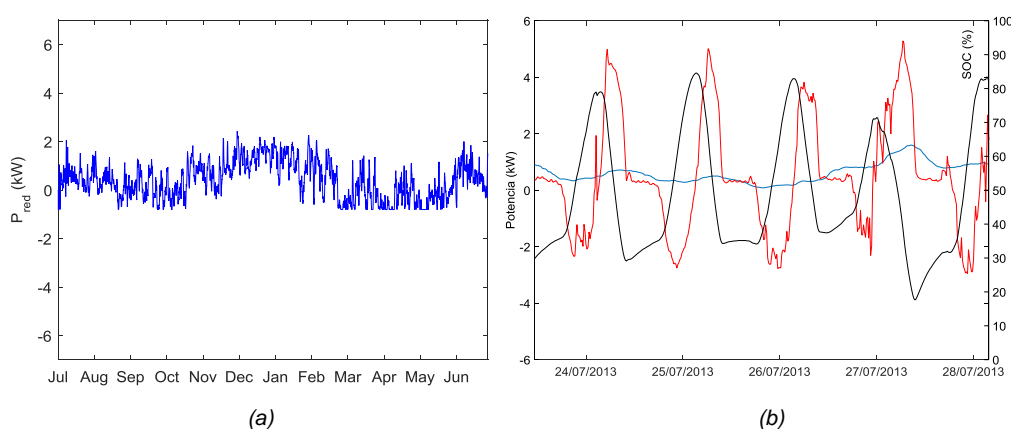


Figura 7.3. (a) Potencia intercambiada con la red durante un año y (b) (rojo) potencia neta, P_{net} , (azul) potencia intercambiada con la red, P_{red} , y (negro) SOC de la batería durante 4 días de julio utilizando la estrategia con control global.

En cuanto a los criterios de calidad, representados en la Tabla 7.1, se puede observar el descenso en todos ellos, siendo el hecho más notable que el pico negativo es ahora de menor magnitud que el objetivo, es decir, el de $P_{net,24h}$.

	$P+$	$P-$	$P99$	MXP	MDP	VAR
P_{net}	6,53	-6,45	4,69	18648	1222,3	0,361
$P_{net,24h}$	1,98	-1,93	1,80	346	33,3	0,071
$P_{red}(0.1)$	6,53	-5,02	3,50	14371	192,0	0,150
$P_{red}(0.2)$	6,53	-3,04	2,80	13663	138,4	0,142
$P_{red}(MMR)$	3,33	-3,23	2,32	1392	120,0	0,140
$P_{red}(MMC)$	2,54	-2,20	2,08	994	75,4	0,093
$P_{red}(MMC,glb)$	2,43	-0,8	2,01	524	58,2	0,085

Tabla 7.1. Criterios de calidad evaluados para la potencia neta, P_{net} , para la media móvil de 24 horas de P_{net} y para la potencia intercambiada con la red para el resto de las estrategias.

En la Figura 7.4 se muestran los mismos criterios de calidad pero normalizados en base a los evaluados para la potencia neta, dando una visión más gráfica de las mejoras conseguidas con cada una de las estrategias evaluadas en la Tabla 7.1. De esta forma se puede apreciar a simple vista cómo en cada paso dado se han conseguido unos mejores resultados, acercándose cada vez más a los valores objetivo, incluso llegándose a reducir el del pico de potencia negativo, P_- .

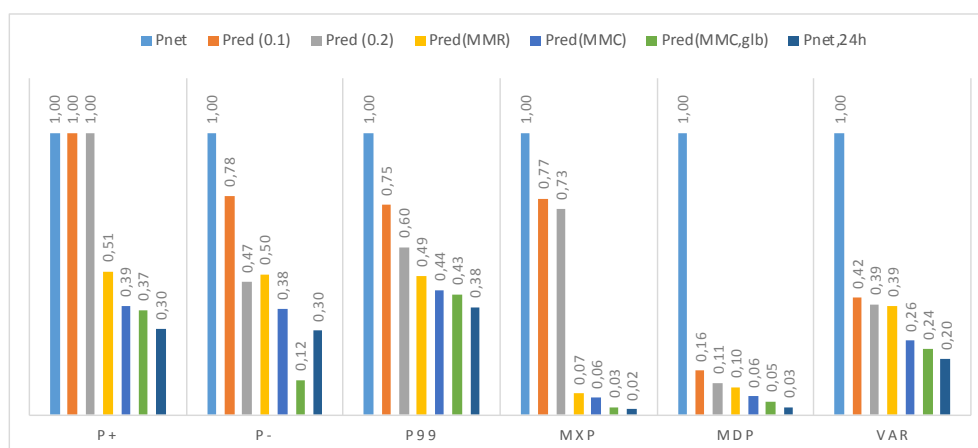


Figura 7.4. Criterios de calidad normalizados en base al valor de P_{net} .

A continuación se describen las mejoras obtenidas con respecto a la estrategia anterior, utilizando los mismos ejemplos que en el Capítulo 6. En la Figura 7.5a se muestran los perfiles de potencia y del SOC de la estrategia MMC y en la Figura 7.5b los conseguidos con la estrategia global durante el peor día de la estrategia MMC. Como se explica en el Capítulo 6, el fallo de la estrategia MMC es una combinación de la mala predicción y de la no gestión del sistema térmico. En la nueva estrategia, el control de la caldera (línea verde) consigue que parte de la energía extra que se ha tomado de la red por el fallo de predicción, pase al depósito y no llene la batería.

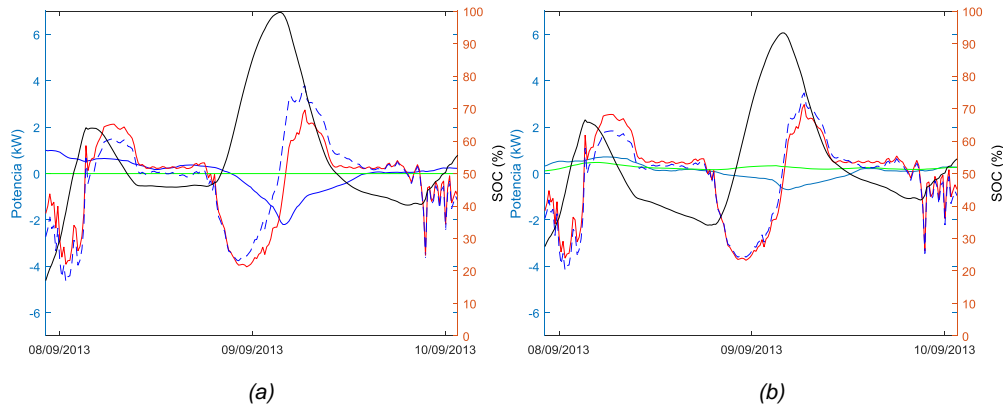


Figura 7.5. (a) Estrategia MMC y (b) estrategia global. (Rojo) potencia neta, P_{net} ; (azul) potencia intercambiada con la red, P_{red} ; (negro) SOC. En línea discontinua azul, potencia de batería P_{bati} ; y en línea verde potencia de la caldera, P_{cal} .

Por otro lado, para apreciar mejor la ventaja de la gestión del sistema térmico, en la Figura 7.6a, se muestra un día en que, con la estrategia anterior, se producía una fuerte descarga de la batería debido a la activación de la caldera. En la Figura 7.6b se observa cómo, con la nueva estrategia, el perfil de la caldera es más suave y por lo tanto el SOC queda mejor controlado, consiguiéndose un perfil de red también más suave.

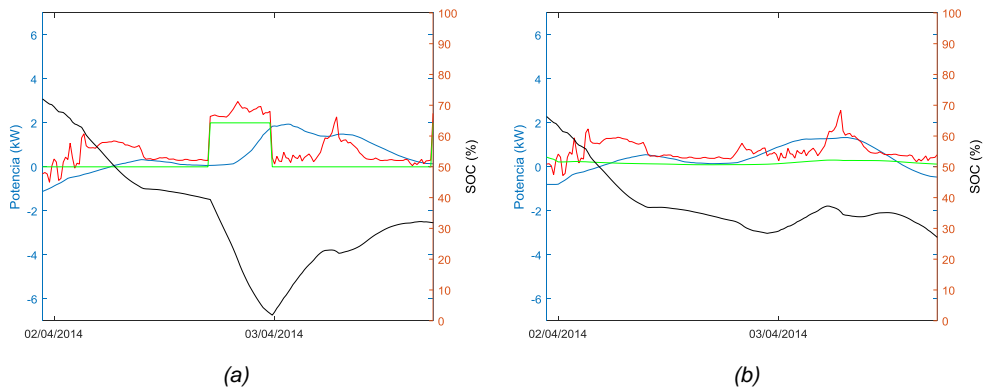


Figura 7.6. (a) Estrategia MMC y (b) estrategia global. (Rojo) potencia neta, P_{net} ; (azul) potencia intercambiada con la red, P_{red} ; (verde) potencia de la caldera, P_{cal} ; (negro) SOC.

Llegados a este punto, es lógico cuestionarse si la mejora es debida a la combinación del sistema térmico y de la predicción, o si el sistema térmico por si solo es capaz de asimilar los desfases energéticos provocados por los cambios en el estado energético de la microrred imprevistos. Para ello, se utiliza el mismo control presentado en este capítulo pero utilizando la MMR ahí donde se ha utilizado la MMC. En definitiva, se utiliza la misma estrategia pero realizando la predicción por persistencia.

El resultado inmediato de la simulación es que la estrategia falla dejando que el SOC alcance sus valores límite, lo cual obliga a volver a subir el valor de K_{P1max} hasta 0,04, valor ligeramente inferior al necesario en la estrategia MMR sin control del sistema térmico. Esto resulta lógico ya que es básicamente la misma estrategia que la MMR pero con ayuda del sistema térmico. Los criterios de calidad obtenidos, representados en la Tabla 7.2, son mejores que los de la estrategia MMR, en el caso de $P+$, $P99$, MDP y VAR . Sin embargo, el mayor pico negativo y la rampa máxima de potencia son peores.

	<i>P+</i>	<i>P-</i>	<i>P99</i>	<i>MDP</i>	<i>VAR</i>	
<i>P_{net}</i>	6,53	-6,45	4,69	18648	1222,3	0,361
<i>P_{net,24h}</i>	1,98	-1,93	1,80	346	33,3	0,071
<i>P_{red} (0.1)</i>	6,53	-5,02	3,50	14371	192,0	0,150
<i>P_{red} (0.2)</i>	6,53	-3,04	2,80	13663	138,4	0,142
<i>P_{red} (MMR)</i>	3,33	-3,23	2,32	1392	120,0	0,140
<i>P_{red} (MMC)</i>	2,54	-2,20	2,08	994	75,4	0,093
<i>P_{red} (MMC,tot)</i>	2,43	-0,8	2,01	524	58,2	0,085
<i>P_{red}(MMR,tot)</i>	2,77	-3,70	2,22	8888	92,1	0,123

Tabla 7.2. Criterios de calidad evaluados para la potencia neta, P_{net} , para la media móvil de 24 horas de P_{net} y para la potencia intercambiada con la red para el resto de las estrategias.

En la Figura 7.7 se muestra la evolución de las variables del sistema utilizando esta última estrategia en un día en que casi se alcanza el 100% del SOC. Esto es debido a que, al utilizar persistencia, se predice que el día va a ser nublado, al igual que lo fue el día anterior, si bien, éste es finalmente soleado. Ante esta situación, tanto el SOC como el depósito se llenan al pedir excesiva energía de la red. Al alcanzar el SOC un alto nivel, la caldera empieza a absorber energía para evitar que se alcance el 100% del SOC. Finalmente, la temperatura del depósito acaba por alcanzar el valor límite y la caldera deja de asistir al nodo eléctrico. Llegado este punto en que ambos sistemas de almacenamiento de energía están llenos y la potencia neta es negativa, no queda más remedio que mandar toda la potencia sobrante a la red, provocando un gran pico de potencia. No es de extrañar que este día es el mismo en el que fallaba la estrategia de MMR del Capítulo 4 (Figura 4.10) debido al fuerte cambio en el balance energético y al retraso en la respuesta del control, que ahora se interpreta como un fallo de la predicción por persistencia.

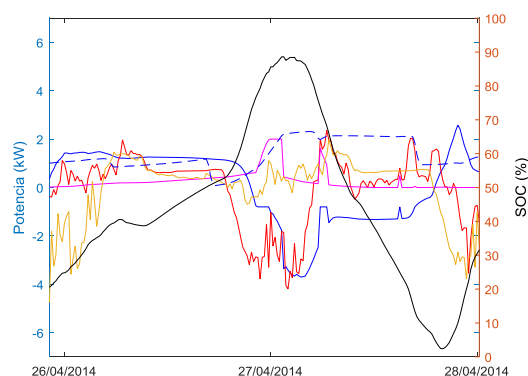


Figura 7.7. En rojo potencia neta; en verde potencia neta predicha por persistencia, en azul potencia intercambiada con la red, en rosa, potencia de la caldera, en negro SOC y en azul discontinua, temperatura del depósito de ACS.

Esto confirma el hecho de que la predicción es una herramienta útil para la gestión de la microrred. En la Figura 7.8 se muestra el balance energético en la microrred para los 5 días de julio analizados en la Figura 7.3b, medido (azul), predicho por persistencia (rojo) y predicho con el método propuesto (verde). Como se puede observar, el error en la predicción en el primer día es mayor para el método propuesto que para el de persistencia. No obstante este error es pequeño en valor energético, inferior a 10 kWh, y puede ser asumido por el sistema de almacenamiento. Pero en el cuarto día, el balance energético cambia en gran medida con respecto al día anterior, resultando en un error de 20 kWh en el método por persistencia, que es más de la mitad del tamaño de la batería. En el caso de utilizar la predicción propuesta, el error sigue siendo inferior a 10 kWh.

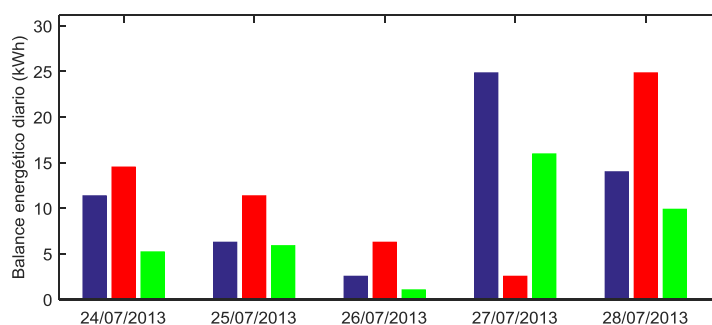


Figura 7.8. Balance energético en la microrred: medido (azul), predicho por persistencia (rojo) y predicho con el método propuesto (verde).

La Figura 7.9 muestra la función de distribución del error utilizando persistencia (rojo) y la predicción propuesta (azul) para todo el año analizado. Como se puede observar, globalmente el error utilizando la predicción propuesta es menor que el de la persistencia. Por ejemplo, en el 95% de los casos el error de la predicción propuesta está por debajo de

5,1 kWh, pero este valor sube a 6,8 kWh en el caso de la persistencia. Es precisamente este menor error en la predicción el que permite obtener mejores resultados.

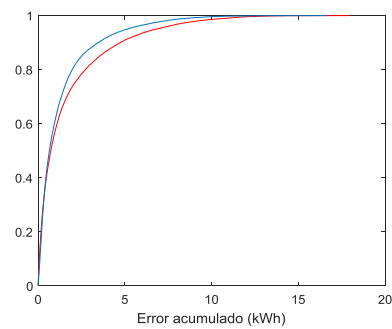


Figura 7.9. Función de distribución del error utilizando persistencia (rojo) y la predicción propuesta (azul).

CAPÍTULO 8

Validación experimental de la estrategia de gestión con predicción

8.1 INTRODUCCIÓN

La validación experimental de la estrategia finalmente propuesta en el capítulo anterior se lleva a cabo en el Laboratorio de Microrredes de la UPNA, que sirve como plataforma de experimentación y difusión de microrredes, en especial aquéllas destinadas a la integración de las energías renovables mediante estrategias de control y elementos de almacenamiento energético.

Por un lado, gracias su modularidad y a la forma en que está programado, permite evaluar distintas estrategias de gestión energética, que pueden utilizar los distintos elementos de la microrred independientemente, e incluso permite trabajar en paralelo a elementos reales con elementos simulados. Además, el laboratorio permite evaluar diversos equipos (generadores, acumuladores, equipos de medida...) de distintos fabricantes, ya sean productos finales o prototipos.

Por otro lado, cabe destacar la labor del laboratorio como plataforma de difusión y docencia, habiendo sido visitada por numerosos profesores y estudiantes universitarios, tanto locales como internacionales, así como por empresas del sector, algunas de las cuales se benefician directamente de su uso.

A lo largo del presente capítulo, se describen los elementos de la microrred instalada en el laboratorio, su programación y los resultados experimentales obtenidos relativos a esta tesis.

8.2 DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS DE LA MICRORRED

8.2.1 Elementos de potencia

ESQUEMA DE POTENCIA

En la Figura 8.1 se muestran los elementos de potencia de la microrred de la UPNA. Como elementos de generación, dispone de un sistema fotovoltaico y un aerogenerador, y como almacenamiento electroquímico dispone de una batería de plomo-ácido. Estos elementos están conectados a la red a través del inversor Ingecon Hybrid MS, de Ingeteam. En el lado de red se dispone de una carga electrónica programable que es capaz de reproducir distintos perfiles de consumo que pueden ser modificados en tiempo real por la estrategia de control.

Para la adquisición de datos se dispone de un conjunto de vatímetros colocados en los distintos nodos de la microrred, además de una estación meteorológica que permite evaluar el funcionamiento de los generadores renovables, así como simular otros generadores renovables no instalados en la microrred. Todos estos datos son recogidos por la estación de monitorización y control y son utilizados por la estrategia de control. En esta estación de monitorización y control se muestran los datos en tiempo real, que a su vez son almacenados en una base de datos para su posterior consulta. En los siguientes apartados se detalla la instalación y funcionamiento de cada elemento.

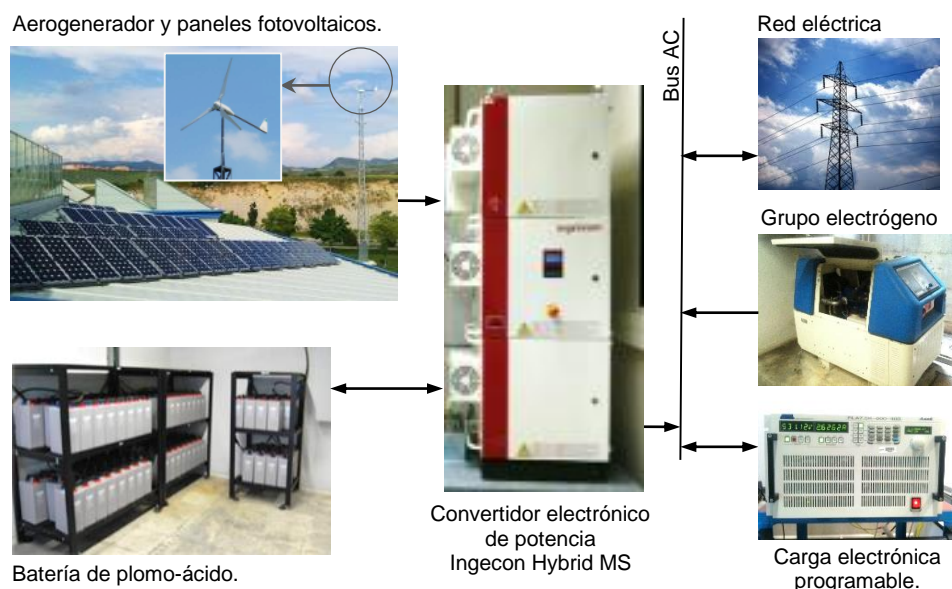


Figura 8.1. Esquema de los elementos de la microrred utilizados para el desarrollo de esta tesis

CONVERTIDOR ELECTRÓNICO DE POTENCIA

La potencia del generador fotovoltaico, del aerogenerador y de las baterías, es gestionada por el inversor de Ingeteam, Ingecon Hybrid MS30 (Figura 8.2) [ING30]. Este inversor se compone de un convertidor para cada elemento, es decir, sendos convertidores DC/DC para los paneles y la batería y un convertidor AC/DC para el aerogenerador. Estos convertidores vierten la energía a un bus DC común, que se conecta, a su vez, al bus AC de salida mediante un inversor DC/AC. Las cargas se conectan al bus AC y éste puede estar conectado a red o, en su defecto, funcionar de forma aislada. El inversor, por tanto, debe ser capaz de trabajar en ambos modos de funcionamiento.

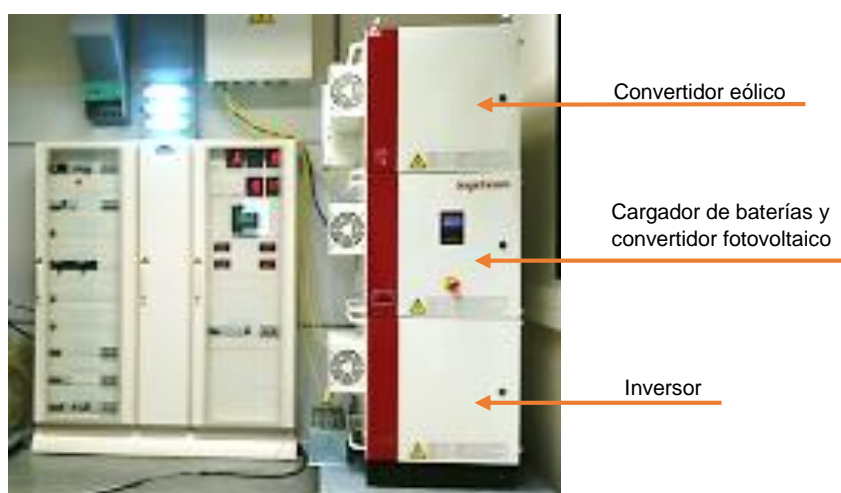


Figura 8.2. Convertidor Ingecon Hybrid MS30, con sus tres módulos, de arriba abajo: (1) convertidor eólico, (2) cargador de baterías y convertidor fotovoltaico y (3) inversor.

En caso de estar en modo aislado, el Ingecon Hybrid MS30 es el encargado de gestionar la potencia, haciendo que la batería proporcione o absorba la potencia necesaria para compensar la diferencia de potencia entre generación y consumo. En modo aislado, trabajará extrayendo la máxima potencia de los generadores renovables hasta que la batería se llene, momento en el cual empieza a recortar generación. En caso contrario, si hay un déficit de potencia, el convertidor extraerá energía de las baterías para alimentar a las cargas hasta que se alcance un determinado SOC, definido por el usuario, momento en el cual se apagará el convertidor dejando sin tensión a las cargas.

En caso de estar conectado a red, como es el caso de las estrategias presentadas en esta tesis, se dispone de un grado de libertad ya que la potencia neta se puede compensar con cualquier combinación de potencia de baterías y de la red, dentro de su rango de

funcionamiento. En este caso, es la estrategia quien define el reparto entre potencia de red y batería, que comunicará al convertidor.

Todas las modificaciones realizadas en el convertidor para trabajar en la microrred han sido llevadas a cabo en un proyecto de colaboración entre el Grupo de Investigación en Ingeniería Eléctrica, Electrónica de Potencia y Energías Renovables (INGEPER) de la UPNA y la empresa Ingeteam Power Technology.

CAMPO FOTOVOLTAICO

Se compone de 48 paneles BP585 [BP585], instalados en el tejado del edificio que aloja a la microrred, orientados al Sur e inclinados 30° (Figura 8.3). Los paneles están asociados en 4 strings de 12 paneles en serie, que suman un voltaje de circuito abierto total de 265.2 V y una corriente de cortocircuito total de 20 A. La potencia nominal total es de 4080 W, si bien la potencia actual en condiciones estándar de medida es de 3600 W. Los terminales positivo y negativo bajan desde el tejado hasta el laboratorio donde pasan a través de un interruptor y de un vatímetro antes de llegar al convertidor.



Figura 8.3. Paneles fotovoltaicos en el tejado del laboratorio.

AEROGENERADOR

El aerogenerador utilizado en la microrred es el modelo INCLIN6000 de Bornay [BOR60], con una potencia nominal de 6 kW. Se sitúa junto al edificio de la microrred, sobre una torre de 20 m de altura (Figura 8.4a). El generador que utiliza es de imanes permanentes, con salida trifásica. La electricidad generada, con un voltaje y frecuencia dependientes de la velocidad de giro, es transmitida hasta un transformador (Figura 8.4b) que eleva su tensión para adecuarla a la entrada del convertidor. Antes de llegar al

convertidor, pasa por el cuadro de interruptores y protecciones y por un vatímetro que monitoriza su producción así como sus principales variables eléctricas.



Figura 8.4. (a) Aerogenerador Bornay INCLIN6000 sobre la torre de 20m y (b) transformador.

BATERÍA

La batería, que se sitúa el sótano del edificio de la microrred, está compuesta por 120 vasos FIAMM SMG300 [FI300] conectados en serie (Figura 8.5). Estos vasos son células de plomo-ácido estacionarias de 2 V y una capacidad nominal C_{10} de 300 Ah, sumando una capacidad total de 72 kWh. Dado que no se recomienda utilizar las baterías de plomo ácido a niveles de SOC inferiores al 50% [SAU03], se puede considerar que la capacidad útil es de 36 kWh.



Figura 8.5. Batería electroquímica compuesta por 120 células de plomo-ácido puestas en serie. Cada una tiene un voltaje de 2 V y una capacidad C_{10} de 300 Ah.

CARGA PROGRAMABLE

Los perfiles de demanda utilizados en las simulaciones son reproducidos por la carga electrónica PLA7.5-600-400 de AMREL de 7,5 kW [AMR75], mostrada en la Figura 8.6. Esta carga va recibiendo la consigna de consumo en tiempo real desde un ordenador externo, reproduciendo la demanda de la vivienda. Además, la carga puede recibir una consigna extra de la unidad de gestión energética, para añadir al consumo base el consumo correspondiente a la caldera caso de ser gestionable.

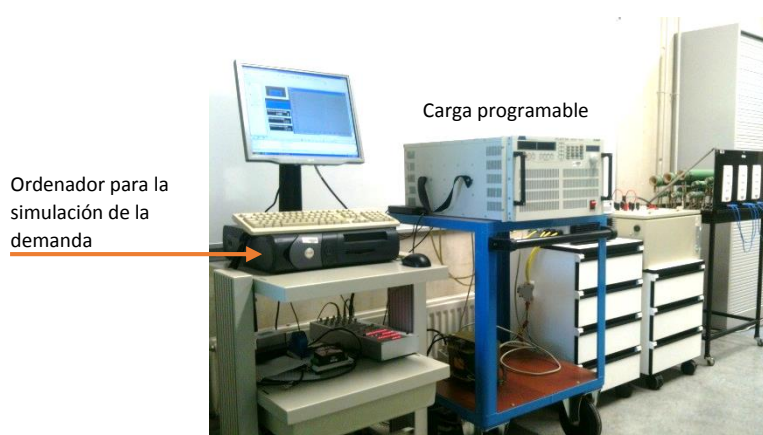


Figura 8.6. Carga programable, PLA7.5-600-400 de AMREL de 7,5 kW, junto al ordenador que simula el perfil del hogar.

Dado que la utilización de la carga no es indispensable para la evaluación de las estrategias de gestión energética, también existe la posibilidad de emular la carga utilizando la red y poder aprovechar de esta forma la energía generada, en vez de disiparla en la carga.

GRUPO ELECTRÓGENO

La microrred dispone de un grupo electrógeno que puede generar la red AC en caso de no disponerse de red eléctrica o de no tener suficiente energía renovable para mantener activas ciertas cargas. Este elemento es útil en la emulación de sistemas críticos, sistemas aislados o sistemas con cogeneración. No obstante, en el escenario estudiado en esta tesis, no se utiliza el grupo electrógeno, ya que se supone que no va a haber cortes de red lo suficientemente largos como para afectar al sistema, que, por otro lado, no es crítico.

RELÉS DE CONTROL DE LA MICRORRED

Tanto la estrategia, de manera automática, como el usuario, de manera manual, tienen que ser capaces de aislar ciertos elementos de la microrred en cualquier momento. Para ello se dispone de una serie de relés teledemandados para conectar y desconectar de la microrred los siguientes elementos:

- Red eléctrica. Las estrategias planteadas en esta tesis siempre son con conexión a red si bien la microrred permite la desconexión de la misma en cualquier momento.
- Generador diésel. En caso de utilizar un generador diésel en vez de la red eléctrica general, habrá que desactivar el relé de red y activar el relé del generador diésel. En caso de solicitar esta orden, el procedimiento de conexión y desconexión de relés lo realiza de manera segura y automática el PXI.
- Cargas no críticas. La microrred está preparada para conectar ciertas cargas a través de un relé que permite conectarlas y desconectarlas. No obstante, en esta tesis se ha optado por utilizar un conjunto de cargas críticas (no gestionables) y otra carga, la caldera, gestionable en todo su rango de potencia; dicho de otro modo, en esta tesis no hay ninguna carga que se controle mediante un control todo-nada.

Estos relés se encuentran en el armario de conexiones (a la izquierda del convertidor en la Figura 8.2), junto a los interruptores de protección, tal y como se muestra en la Figura 8.7.



Figura 8.7. Relés de control situados en el armario de conexiones.

8.2.2 Monitorización y control

ESQUEMA DE LAS COMUNICACIONES

Para la monitorización y control de la microrred se ha desplegado una red de sensores y elementos de medida que utilizan diversos protocolos de comunicación. En total, se manejan cada segundo 150 variables, ya sea para su uso inmediato en la estrategia de control o para posteriores análisis de los elementos de la microrred. En la Figura 8.8 se muestra esquemáticamente el sistema de comunicación. En esta figura se observa cómo el elemento central es el ordenador PXI, que se encarga de la adquisición y acondicionamiento de los datos y de la gestión de la microrred. Este PXI está conectado al PC de monitorización y control que, a su vez, tiene acceso a Internet para la descarga de datos meteorológicos y para la monitorización y control remotos. A continuación, se describen cada uno de los elementos presentados en el esquema de la Figura 8.8 relativos a la monitorización y control.

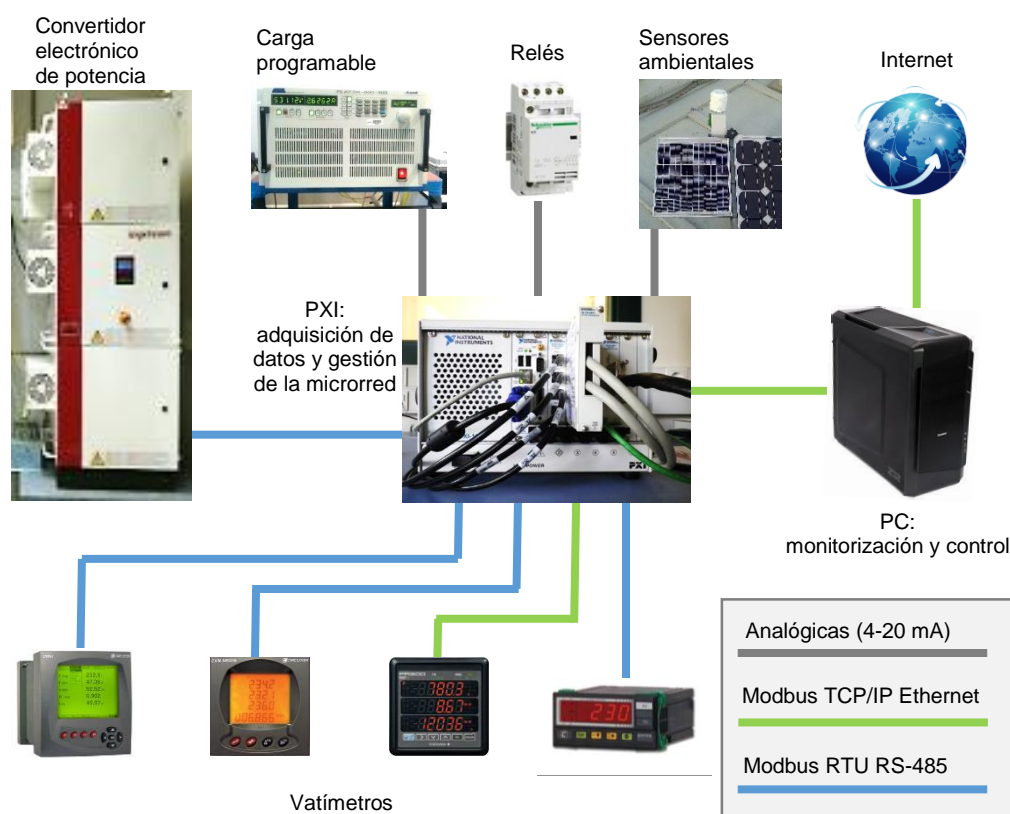


Figura 8.8. Esquema de comunicaciones

VATÍMETROS

Para el correcto funcionamiento de las estrategias es necesario monitorizar, entre otras variables, la potencia de los diferentes elementos de potencia de la microrred. Por ello, cada uno de estos elementos dispone de su propio vatímetro adecuado a su potencia (Figura 8.9). Además, se han utilizado vatímetros de distintos fabricantes y con distintos protocolos de comunicación con el fin de poder comparar su funcionamiento. Como se ve en la Figura 8.2, los vatímetros se encuentran en el armario de conexiones, junto al convertidor.



Figura 8.9. Vatímetros instalados en la microrred.

Los vatímetros utilizados son los siguientes:

- Vatímetro Circutor CVMk2 con comunicación RS-485 Modbus/RTU para monitorizar la conexión a red.
- Vatímetros Circutor CV-NRG96 con comunicación RS-485 Modbus/RTU para monitorizar el consumo de las cargas no críticas y el generador diésel.
- Vatímetros Yokogawa PR300 con comunicación Ethernet Modbus TCP/IP para monitorizar el aerogenerador, las cargas críticas y el inversor.
- Vatímetros Circutor DH96 AV con comunicación RS-485 Modbus/RTU para monitorizar la batería y los paneles fotovoltaicos.

Estación meteorológica

Conocidas las variables ambientales necesarias, es posible determinar cuál sería la producción de un determinado generador renovable. Por ello, con la estación meteorológica adecuada se puede tanto evaluar el funcionamiento de los generadores renovables instalados como simular el de los generadores no disponibles, en el caso de esta tesis el colector térmico. Además, se pueden monitorizar otras variables ambientales tales como la temperatura ambiente donde se encuentran las baterías o la propia temperatura de la batería, para monitorizar su funcionamiento. La medida de cada sensor es convertida localmente a 4-20 mA para llevarla hasta el ordenador central. Las medidas recogidas por esta estación y los sensores utilizados son los siguientes:

- Irradiancia en el plano de los paneles ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$). Se utiliza un pequeño panel calibrado cortocircuitado. Midiendo la corriente de cortocircuito del panel, que apenas se ve afectada por la temperatura, se puede saber la irradiancia con un simple modelo lineal del panel.
- Temperatura del panel ($^{\circ}\text{C}$). Se mide utilizando una Pt-100 colocada detrás de uno de los paneles.
- Velocidad del viento a la altura de los paneles ($\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$). Para ello se utiliza un anemómetro colocado en el tejado del edificio.
- Velocidad del viento a la altura del aerogenerador ($\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$). Para ello se dispone de dos anemómetros colocados a ambos lados de la torre del aerogenerador, a la altura del mismo.
- Temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$). Una Pt-100 protegida por una carcasa especial que la aísla del sol y alejada de cualquier fuente de calor mide la temperatura del aire en el exterior.
- Temperatura ambiente de la batería ($^{\circ}\text{C}$). Una Pt-100 mide la temperatura ambiente de la habitación en la que se encuentra la batería.
- Temperatura de la batería ($^{\circ}\text{C}$). Para ello se utiliza una Pt-100 en contacto directo con uno de los vasos de la batería.

PXI

El PXI de National Instruments es un ordenador industrial que trabaja en tiempo real y es muy versátil en cuanto a la adquisición de datos. En la Figura 8.10 se muestra el equipo instalado en la microrred con las tarjetas de adquisición de datos instaladas para esta microrred.



Figura 8.10. Vista frontal del PXI con las diferentes tarjetas para cada protocolo de comunicación.

Al PXI llegan las medidas de los distintos vatímetros vía RS485 y TCP/IP, las medidas analógicas de los distintos sensores de la estación meteorológica y toda la información del convertidor Ingecon Hybrid MS30, una vez por segundo. Utilizando dichas medidas, el PXI ejecuta la estrategia y manda las órdenes pertinentes al híbrido, a los relés y a la carga programable. Además, cada segundo, el PXI transfiere todos los datos obtenidos al PC, donde está programada la interfaz de usuario y la base de datos.

PC

El PC, mostrado en la Figura 8.11, es un ordenador comercial, que utiliza Windows 7 y en el cual están programadas en LabVIEW todas las interfaces necesarias para la monitorización y control de la microrred así como la base de datos. Éstas se muestran en los tres monitores del puesto de monitorización y control. Además, gracias a su conexión a Internet permite la adquisición de datos de predicción así como la monitorización y control remotos.

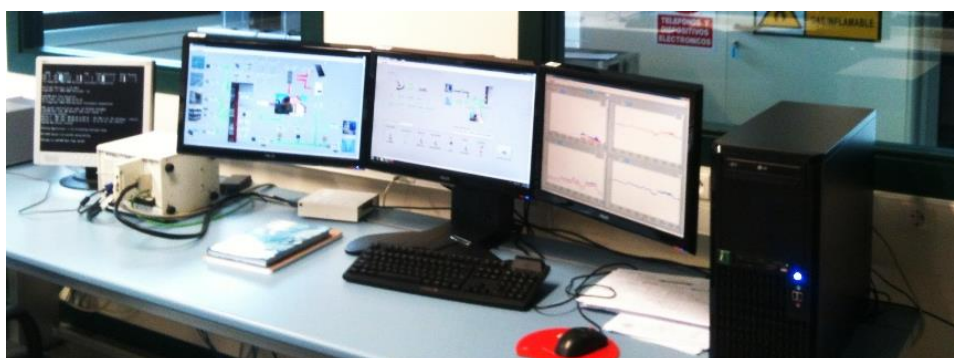


Figura 8.11. Puesto de monitorización y control de la microrred. A la izquierda se encuentra el PXI con su monitor, y a la derecha el PC junto a sus tres monitores.

8.3 PROGRAMACIÓN DE LA ESTACIÓN DE MONITORIZACIÓN Y CONTROL

8.3.1 PXI: Tratamiento de datos y ejecución de las estrategias

Como se ha mencionado, el PXI es el encargado de recoger toda la información de las variables físicas de la microrred, así como de ejecutar las estrategias de gestión. La programación se ha dividido en distintos bloques para facilitar el trabajo del programador. La Figura 8.12 muestra los programas, o como los denomina National Instruments, VI's (Virtual Instruments), que funcionan en el PXI y su organización en forma de diagrama de bloques. Como se puede observar, hay un bloque por cada tipo de protocolo de comunicación (bloques grises). Estos bloques se encargan de tomar la información de los distintos elementos, convertirlos a un formato común para todas las variables y volcarlos en variables globales accesibles por todos los VI's, lo que se ha denominado en la Figura 8.12 bus de datos. El bloque naranja es el encargado de tomar estos valores y transmitirlos al PC así como de recibir las órdenes del mismo. Con los datos medidos y las órdenes del PC, la estrategia (bloque morado) se encarga de calcular la potencia de la red, las baterías y, en su caso, la caldera y transmitirlo al bus de datos.

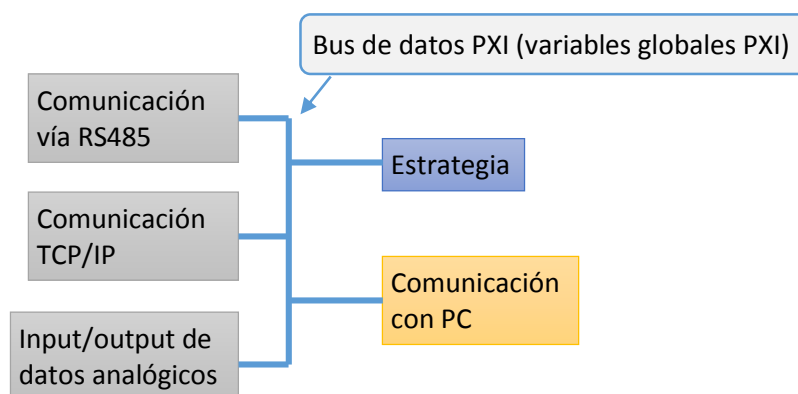


Figura 8.12. Diagrama de bloques de la programación del PXI. Cada bloque representa un programa que se comunica con el resto vía variables globales, variables accesibles por todos los programas del ordenador.

Nótese que, si bien la estrategia calcula qué potencia se intercambia con la red y la batería, el inversor de la microrred no puede utilizar estas consignas directamente, ya que sólo se puede actuar sobre la potencia transmitida por el inversor, desde su bus interno en DC hacia el lado AC, que está conectado a la red. Por lo tanto, para conseguir que las baterías y la red intercambien el valor calculado por la estrategia se deben conocer las

potencias de todos los elementos de la microrred en cada momento y determinar la potencia que debe pasar a través del inversor. Una vez determinada esta potencia, el convertidor será el encargado de que las baterías compensen el balance de potencia en el lado DC y la red compensará el balance de potencia en el lado AC. Si se ha determinado correctamente la potencia del inversor, estos valores serán los calculados por la estrategia.

8.3.2 PC: Interfaz de usuario, base de datos y predicción

La interfaz de usuario, la base de datos y la predicción están programadas en el PC, que está en continua comunicación con el PXI vía una conexión TCP/IP mediante la cual recibe los datos de la microrred y envía las órdenes a la misma (Figura 8.13). Además cuenta con una conexión a Internet para recoger los datos de predicción meteorológica (bloque morado) y para enviar y recibir datos a la web de control remoto que se describe en la sección 8.3.3.

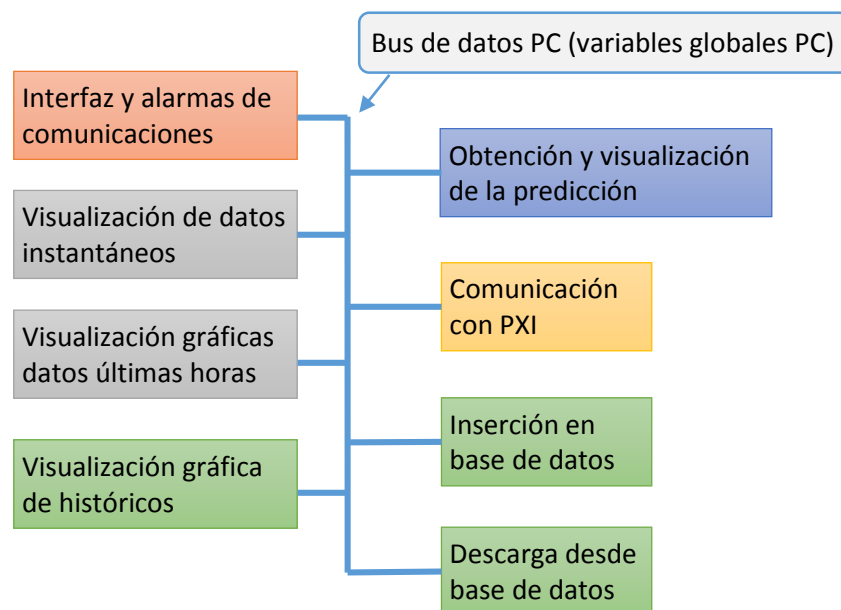


Figura 8.13. Diagrama de bloques de la programación en el PC. Cada bloque representa un programa, que se comunica con el resto vía variables globales, accesibles por todos los programas del ordenador.

El bloque rojo representa el VI de control, única interfaz del PC mediante la cual se puede dar órdenes a la microrred. Como se puede ver en la Figura 8.14, desde este panel de control se puede controlar el apagado o encendido de la microrred, la conexión de cargas críticas, el control manual o automático (que implementa la estrategia desarrollada),

el modo de funcionamiento aislado o conectado a red, y la utilización de carga simulada o real. En este panel, además, se visualiza el estado de las comunicaciones y de los relés.

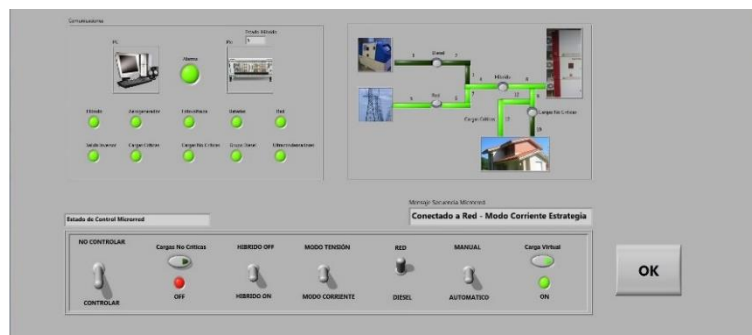


Figura 8.14. Pantalla de control. En esta pantalla se encuentran todos los controles de la microrred. Además muestra el estado de las comunicaciones y de los relés.

Los bloques grises representan los VI's de monitorización. Uno de los VIs (Figura 8.16) muestra los flujos de potencia instantáneos sobre un esquema de la microrred. Además se puede visualizar cualquier variable eléctrica obtenida de los vatímetros que hay en cada nodo de la microrred. También muestra los valores instantáneos de la estación meteorológica. El segundo bloque de visualización (Figura 8.15) muestra en forma de gráficas los datos de las principales variables durante las últimas horas. El periodo de tiempo visualizado puede ser desde 1 hora hasta una semana. Si lo que se desea es visualizar u obtener datos más antiguos, se recurre a la base de datos que almacena todas las variables de la microrred cada segundo. Sus herramientas (bloques verdes) permiten tanto visualizar las variables que se deseen en el intervalo de tiempo que se quiera, como descargar estos datos en ficheros .csv ya sea para validar las estrategias como para analizar el funcionamiento de cada elemento de la microrred.

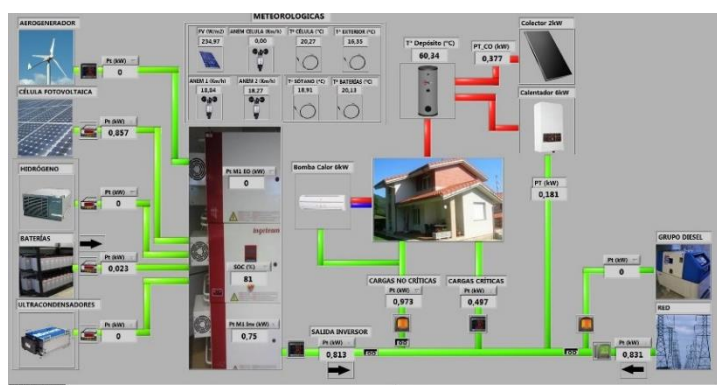


Figura 8.16. Pantalla de visualización de datos instantáneos. Sobre el propio esquema de la microrred se muestra la información procedente de los vatímetros, del convertidor y de la estación meteorológica. Mediante menús desplegables se puede ver cualquier variable ofrecida por cada equipo de medida.

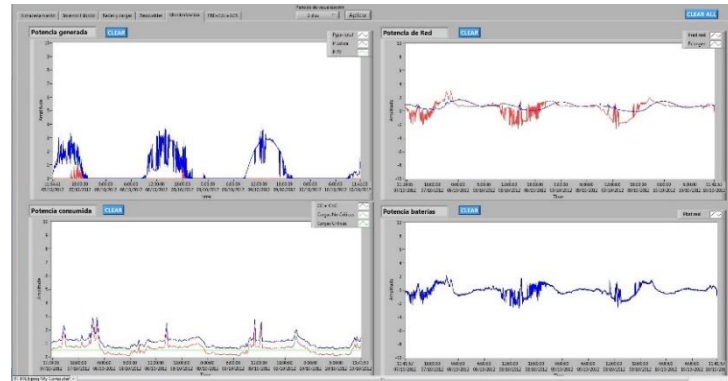


Figura 8.17. Pantalla de visualización de los últimos datos. En esta pantalla se muestran las gráficas de las principales variables de la microrred. El periodo a visualizar se puede configurar entre una hora y una semana. Las variables a visualizar se pueden escoger navegando por las distintas pestañas.

Finalmente, el bloque de predicción es el encargado de obtener la predicción de las variables ambientales para las próximas 12 horas, convertirla a predicción de la generación renovable y, junto con los datos de consumo, ofrecer un dato de la predicción de la potencia neta media para las próximas 12 horas. La predicción de las variables necesarias para la predicción de la generación, vistas en el Capítulo 5, se obtiene del servidor de datos de Meteogalicia.

El servidor de Meteogalicia, actualiza los datos cada 12 horas y ofrece, para descarga directa, un archivo con la predicción para los siguientes 3 días con decenas de variables ambientales. En la microrred, se comprueba cada 15 minutos si ha cambiado la predicción y en caso de haber cambios se actualizan los datos para recalculer la predicción de la generación renovable. Los datos recogidos son los siguientes:

- Temperatura del aire ($T_{ext,pred}$)
- Irradiancia en el plano horizontal ($G_{pred(0)}$)
- Velocidad del viento a 10 m ($v_{10,pred}$)
- Presión atmosférica (p_{pred})

El bloque de predicción pasa los datos al bus de datos y además, como se observa en la Figura 8.18, muestra por pantalla la predicción de generación fotovoltaica, eólica y térmica desde tres días atrás hasta tres días adelante, junto con la generación real en los últimos días.

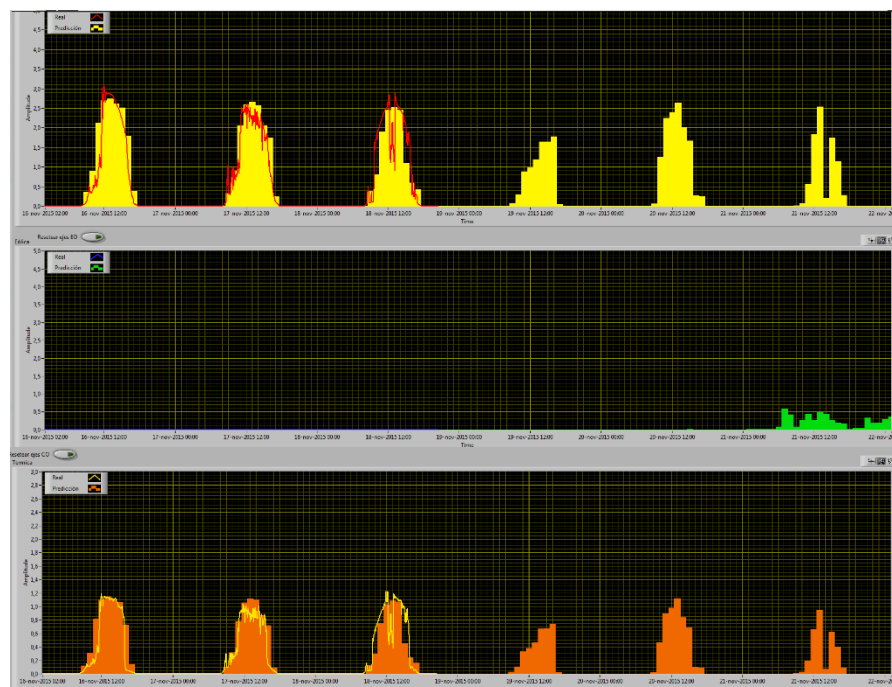


Figura 8.18. Pantalla de visualización de la predicción. Arriba, en amarillo, predicción fotovoltaica de los próximos 3 días y de los 3 días pasados junto a la generación real, en rojo. Centro, en verde, predicción de la generación eólica y en azul generación real. Abajo, en rojo predicción de la generación térmica y en amarillo la generada.

8.3.3 Acceso remoto

Sea como plataforma experimental o como producto final, son evidentes las ventajas de poder monitorizar y controlar la microrred en todo momento. Sin embargo, en microrredes de pequeño tamaño no es práctico tener a una persona de guardia en el puesto de monitorización y control las 24 horas del día, todos los días del año. Por ello, se ha desarrollado una web (Figura 8.19) desde la cual se visualizan las principales variables de la microrred en tiempo real y desde la cual se puede dar cualquier orden tal y como si se estuviera en el puesto de monitorización y control. Esta aplicación es especialmente útil junto con un sistema de alarma que alerta al usuario vía correo electrónico de cualquier cambio de estado en la microrred sea intencional o accidental. Así se puede reaccionar a tiempo ante cualquier imprevisto.



Figura 8.19. Web de monitorización y control de la microrred vista por un administrador. Se muestra el estado del convertidor y de las comunicaciones, los controles, y las principales variables de los distintos elementos de la microrred. En el caso de un usuario (no administrador), no se mostrarían los estados ni el control.

La web ha sido creada utilizando los servicios web de LabVIEW, que permiten compartir datos vía Internet en ambas direcciones. De esta forma, el VI de visualización envía al servidor donde está alojada la web los datos instantáneos de las principales variables de la microrred para mostrarlos en la página web y a la vez espera a recibir las órdenes dadas en la web, que introduce en el bus de datos del PC.

Dado que la web no sólo es una herramienta de control sino de difusión, se han creado dos roles para acceder a la misma: usuario y administrador. De esta forma cualquier persona puede visualizar el funcionamiento de la microrred entrando como usuario, mientras que sólo los administradores pueden controlarla. El rol de administrador lo podría tomar un supervisor profesional en caso de microrredes comerciales, o el usuario final en

caso de microrredes residenciales. En este último caso, la web permitiría al usuario conectar y desconectar las cargas gestionables en cualquier momento, lo cual es útil en escenarios con tarifas eléctricas con discriminación horaria o por simple confort (por ejemplo, conectar el aire acondicionado antes de llegar a casa).

8.4 RESULTADOS EXPERIMENTALES

8.4.1 Consideraciones prácticas

Con objeto de validar la estrategia electrotérmica con predicción, presentada en el Capítulo 7, se muestran en este apartado los resultados experimentales de los ensayos llevados a cabo en la microrred de la UPNA durante noviembre de 2015 con dicha estrategia.

Para ello, el programa de simulación utilizado en MATLAB ha sido traducido al entorno de LabVIEW. Además de la traducción de un lenguaje a otro, se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones prácticas al pasar del entorno de simulación al real. Por un lado, el bloque que simula la batería desaparece, y el SOC es leído directamente del módulo cargador de baterías. Hay que tener en cuenta que la estrategia utiliza sólo el rango del 50% al 100% con el fin de optimizar el uso de las baterías, por lo que es necesario cambiar la lectura del cargador, que ofrece el SOC total, a SOC útil.

Por otro lado, todas las expresiones dependientes de intervalos temporales (esencialmente, integrales y derivadas) han sido modificadas al pasar del entorno de simulación, que trabaja con pasos temporales de 15 minutos, al entorno real, que trabaja con pasos de 1 segundo.

Por último, las consignas que salen de la estrategia son acotadas dentro de un rango de seguridad para evitar que, por fallos de cálculo o de medida, se soliciten valores desorbitados.

8.4.2 Resultados

A continuación se muestran los resultados de la estrategia con control total de los sistemas eléctrico y térmico mediante el uso de predicción presentada en el Capítulo 7 durante 5 días de noviembre de 2015. En la Figura 8.20 se muestra la potencia neta, en rojo, y su predicción, en verde. Como se puede observar, ambas presentan una buena correlación, al igual que lo visto en el Capítulo 5, referente a la predicción. Además, en azul discontinua, se muestra la potencia intercambiada con la red según la simulación de la estrategia vista en el Capítulo 7 y, en línea azul continua, la realmente intercambiada en la microrred del

laboratorio. Como se puede observar, su forma y magnitudes son muy similares si bien presentan ligeras divergencias que se deben, principalmente, a la distinta evolución de las baterías en el caso real y el simulado.

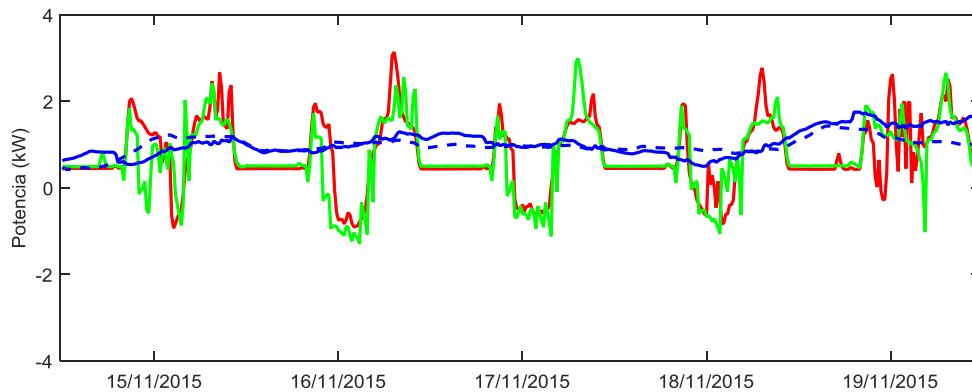


Figura 8.20. En rojo, potencia neta en el nodo eléctrico y en verde su predicción. En azul, potencia intercambiada en la microrred medida (línea continua) y estimada por simulación (discontinua).

Este hecho se muestra en la Figura 8.21, donde se puede observar la evolución del SOC calculada por la simulación (en línea discontinua) y el valor devuelto por el cargador de baterías. Debido al bajo nivel del estado de salud de las baterías, que llevan instaladas en el laboratorio más de 5 años, y a las cuales se les han aplicado duros ensayos, su voltaje es muy sensible a los cambios en su potencia. Dado que el cargador, con objeto de proteger a las baterías, restablece el valor del SOC cuando el voltaje es muy alto o muy bajo, el SOC resultante es altamente variable, afectando directamente a la estrategia en todos aquellos puntos dependientes del SOC.

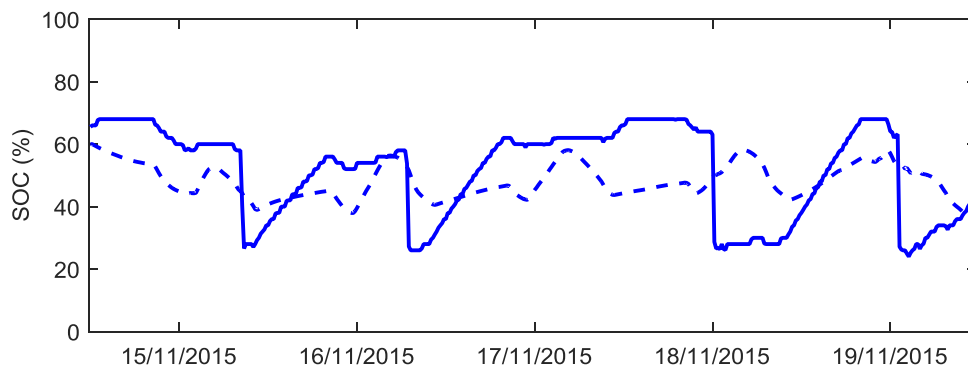


Figura 8.21. SOC útil de la batería real, en línea sólida y SOC estimado por simulación en discontinua.

Por ejemplo, en la Figura 8.22, se observa cómo la potencia de la caldera durante el ensayo (línea sólida) responde directamente a los saltos del SOC, resultando en un perfil distinto que el simulado (línea discontinua).

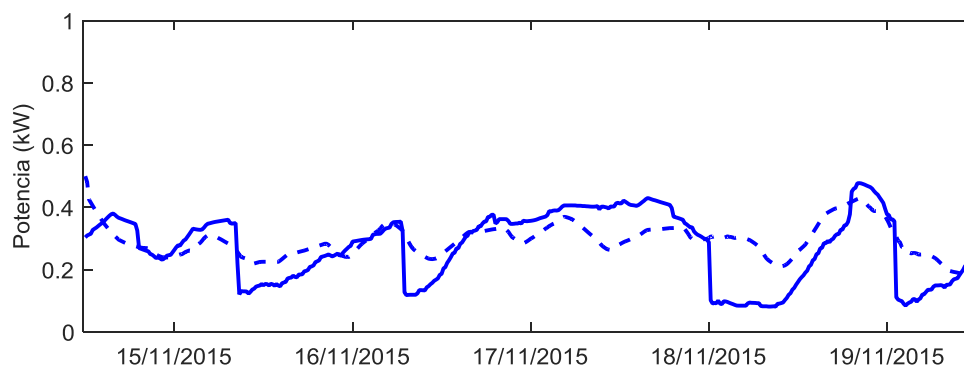


Figura 8.22. Potencia de la caldera en la microrred (línea sólida) y perfil estimado por simulación en discontinua.

Como consecuencia, el perfil de temperatura durante el ensayo en la microrred (línea sólida en la Figura 8.23) es distinto al simulado (línea discontinua).

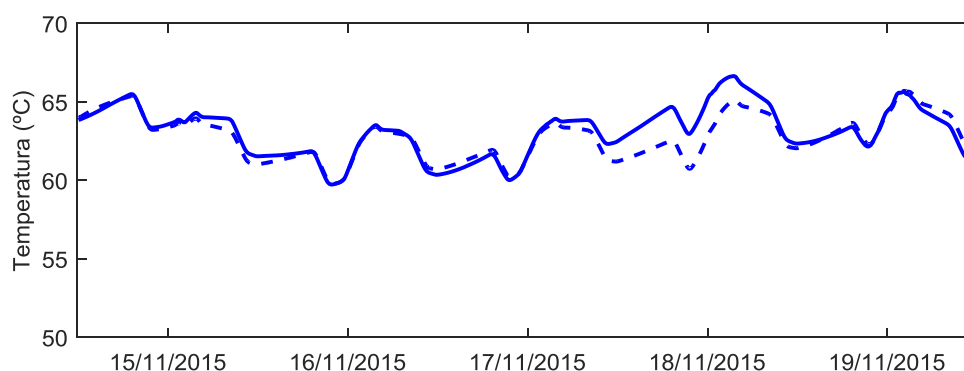


Figura 8.23. Temperatura del depósito en el ensayo en la microrred en línea sólida y temperatura estimada por simulación en discontinua.

Pero precisamente estos efectos demuestran la validez de la estrategia. Por un lado, demuestra la robustez de la estrategia propuesta frente a otras estrategias, como las vistas en los capítulos 3 y 4, que varían continuamente el valor de la potencia de red en función del SOC. Con la estrategia propuesta, a pesar de las fuertes variaciones en el SOC, la evolución de la potencia intercambiada con la red en el ensayo real y la vista en la simulación son similares y suaves, gracias a que la estrategia basada en el balance

energético hace que la componente principal de la potencia intercambiada con la red sea el valor medio del balance energético, que es independiente del SOC. Sobre este valor se hacen las correcciones de segundo orden en función del SOC o de la temperatura. Éstas, al evolucionar de forma distinta en la simulación y en el ensayo, necesariamente provocan ligeras divergencias entre el perfil de la red en uno y otro caso. Por otro lado, estos ensayos demuestran la ventaja de unir el sistema térmico al eléctrico, ya que las fuertes variaciones en el SOC quedan paliadas por la respuesta de la potencia de la caldera, permitiendo que la red no tenga que compensar directamente la deriva del SOC y, por lo tanto, haciendo posible que el perfil de la potencia intercambiada con la red siga una evolución suave.

CAPÍTULO 9

Conclusiones y líneas futuras

9.1 CONCLUSIONES

El cambio energético necesario para continuar con el actual estilo de vida requiere de nuevas fuentes de energía, siendo las renovables la opción más viable y sostenible. No obstante, la integración de las tecnologías renovables en el sistema eléctrico supone un reto de gestión energética que requiere el uso de sistemas de almacenamiento y técnicas avanzadas de control de la demanda y predicción de los perfiles de potencia. Las microrredes presentan una solución integral aunando todas estas tecnologías y técnicas y permitiendo un uso más eficiente y descentralizado de la energía.

Las microrredes abarcan multitud de escenarios, configuraciones y objetivos. Por ello, en esta tesis se ha elegido un caso de estudio que abarca diferentes tecnologías y técnicas de gestión, con un objetivo fundamental: minimizar los picos y fluctuaciones de potencia del perfil de potencia intercambiado con la red.

En primer lugar, se han analizado los perfiles de potencia de los distintos elementos de la microrred, ya sean generadores o consumidores, es decir, generación fotovoltaica, eólica y solar térmica, consumo eléctrico y consumo de ACS. Conocidos los perfiles individuales se ha estudiado el perfil resultante en el nodo eléctrico, ya que en ausencia de almacenamiento, este es el perfil que tendría que proveer la red. Como se ha visto, aunque existe un patrón diario tanto de generación como de consumo, ambos perfiles están desfasados, es decir, no se cancelan, creando un patrón diario total con mayor amplitud que los individuales. La microrred dispone de una batería con 24 horas de almacenamiento en relación al consumo, con la cual se consigue eliminar estas fluctuaciones pero sólo cuando se utiliza la estrategia adecuada.

En una primera aproximación, se plantean estrategias basadas el control de la potencia instantánea buscando estabilizar el nivel de carga de la batería. Como se ha visto en el

Capítulo 3, estas estrategias no actúan correctamente al no tener en cuenta el balance energético diario en cada día del año, el cual es cambiante debido a las fluctuaciones estacionales tanto de la generación como de la demanda.

Por ello, en la siguiente aproximación al control, se propone una estrategia que intercambia con la red el balance energético de la microrred en las últimas 24 horas. A esta consigna se le añade una componente dependiente del valor del SOC de las baterías para mantenerlo a un nivel que permita que las baterías puedan dar o absorber energía si fuera necesario. Esta estrategia mejora notablemente el comportamiento de las estrategias anteriores, pero falla en los días con fuertes cambios en la generación (al pasar de un día nublado a otro soleado o de un día ventoso a otro en calma). Así surge la necesidad de predecir los perfiles de potencia.

Por ello, a continuación se hace un análisis de la capacidad de predicción de las distintas potencias del sistema utilizando la predicción meteorológica de un servidor público y gratuito así como de los modelos clásicos de los generadores, llegando a las siguientes conclusiones. La predicción de la energía solar, tanto térmica como fotovoltaica, es relativamente fiable, ya que el recurso solar y la temperatura son predichos con suficiente exactitud, si bien efectos locales como la niebla pueden influir negativamente en la predicción de la irradiancia. Por otro lado, el viento es un recurso muy dependiente de la situación geográfica y cambia notablemente según los obstáculos que rodean al aerogenerador. Además la potencia generada depende del cubo de esta variable lo cual hace muy difícil su predicción en entornos urbanos. No obstante la predicción sí ayuda al identificar los días ventosos de los días de calma, lo cual representa una ventaja frente a la persistencia. Finalmente, los perfiles de consumo utilizados en esta tesis son predecibles mediante persistencia al tratarse de perfiles con un marcado patrón diario y muy similares en días consecutivos.

Conocida la predicción de los perfiles de potencia involucrados en la microrred, se procede a diseñar una estrategia de gestión basada en el balance energético de la microrred en 24 horas, pero esta vez centrada en el tiempo de actuación, es decir, teniendo en cuenta las 12 horas pasadas y las 12 horas siguientes. Dada la nueva naturaleza de los datos, también se procede a realizar otra modificación de la estrategia, que pasa a realizar el control no solo en función del SOC sino también en función del error acumulado por la predicción en las últimas 3 horas. Los resultados muestran una mejora en el perfil intercambiado con la red con respecto a las estrategias basadas en el balance energético sin predicción. No obstante, al utilizarse el balance energético global, se observa que el sistema térmico puede llegar a perturbar al eléctrico de tal forma que limita la aplicación de esta estrategia. Por ello, se incluye el sistema térmico de la vivienda dentro de la estrategia, realizando un control integral del sistema energético de la microrred electrotérmica. El sistema térmico aporta, por un lado, una caldera eléctrica, que es capaz de absorber

grandes picos de potencia generada y, por otro, un depósito de agua caliente, capaz de acumular esta energía. La capacidad energética del depósito depende de su tamaño y del rango de temperaturas en el que trabaje, razón por la cual se aumenta su temperatura máxima de operación.

La estrategia integral consigue el mejor resultado ya que recoge las ventajas de todas las estrategias estudiadas en esta tesis, que se pueden resumir en los siguientes puntos:

- Realiza un control basado en el balance energético, el cual, idealmente, mantiene al sistema de almacenamiento con un balance energético cero, sin necesidad de un control del SOC adicional. En la realidad sí es necesario este control adicional para mantener el SOC dentro del rango de operación, pero el control es minimizado gracias al uso del balance energético.
- Calcula el balance energético central basándose en la predicción de la potencia de los distintos elementos de la microrred, reduciendo la necesidad de gestión del sistema de almacenamiento y, por lo tanto, resultando en un mejor perfil de potencia intercambiado con la red.
- Gestiona el sistema térmico, cuya caldera es capaz de absorber grandes picos de potencia generada, ayudando notablemente en la gestión del perfil de potencia intercambiado con la red.
- Además, mediante la gestión del sistema térmico, se puede realizar un control adicional del SOC consistente en trasvasar energía de la batería al depósito. De este modo, se evita que la batería se llene por completo cuando no es conveniente y se ayuda a la red en la tarea de mantener el SOC dentro de sus límites de operación.

Analizadas todas las estrategias mediante simulación, se procede a la validación experimental de la última estrategia, ya que engloba todas las técnicas vistas en las demás estrategias siendo además la que mejores resultados obtiene. Esta validación es llevada a cabo en la microrred del Laboratorio de Energías Renovables de la UPNA. Los resultados son satisfactorios y se confirma que la estrategia puede ser implementada en una microrred real, obteniéndose similares resultados en la potencia intercambiada con la red que los obtenidos por simulación. Además ha demostrado una gran robustez al presentar estos resultados a pesar de las desventajas propias de un entorno real frente a uno simulado, como son la imprecisión en la medida o los saltos observados en la lectura del SOC.

Esta tesis ha demostrado que, mediante la combinación de las tecnologías y técnicas apropiadas, es posible una alta integración de renovables en el sistema, dejando patente la importancia de las estrategias de gestión. En la tesis se propone una metodología para su diseño, con el objetivo de mejorar el perfil de potencia intercambiado con la red.

9.2 APORTACIONES

Además del trabajo presentado en este documento, el trabajo desarrollado durante la presente tesis ha dado como resultado las siguientes aportaciones:

PUBLICACIONES EN REVISTAS INTERNACIONALES

- Arcos-Aviles, D., Pascual, J., Marroyo, L., Sanchis, P., Guinjoan, F., Fuzzy Logic-Based Energy Management System Design for Residential Grid-Connected Microgrids, en segunda ronda de revisión en IEEE Transactions on Smart Grid.
- Pascual, J., Barricarte, J., Sanchis, P., Marroyo, L., Energy management strategy for a renewable-based residential microgrid with generation and demand forecasting, Appl Energy 2015, 158:12-25, <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.08.040>.
- Pascual, J., Sanchis, P., Marroyo, L., Implementation and control of a residential electrothermal microgrid based on renewable energies, a hybrid storage system and demand side management, Energies 2014, 7:210–237 <http://dx.doi.org/10.3390/en7010210>

CONTRIBUCIONES A CONGRESOS

- Pascual, J., Sanchis, P., Marroyo, L., Toolbox for the design and simulation of energy management strategies for battery-based BIPV systems, 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC 2015), 2015, <http://dx.doi.org/10.4229/EUPVSEC20152015-6AV.4.21>.
- Arcos-Aviles, D.; Pascual, J.; Marroyo, L.; Sanchis, P.; Guinjoan, F.; Marietta, M.P., Optimal Fuzzy Logic EMS design for residential grid-connected microgrid with hybrid renewable generation and storage, IEEE 24th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE), 2015, 742-747, <http://dx.doi.org/10.1109/ISIE.2015.7281561>
- Pascual, J., Muñoz, M., Sanchis, P., Marroyo, L., Web-based monitoring and control system for a microgrid with renewable energies, hybrid storage and controllable loads, 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC 2014), 2014, <http://dx.doi.org/10.4229/EUPVSEC20142014-6AV.5.14>.

- Pascual, J., San Martín, I., Ursúa, A., Sanchis, P., Marroyo, L., Implementation and control of a residential microgrid based on renewable energy sources, hybrid storage systems and thermal controllable loads, IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2013, pp.2304-2309, <http://dx.doi.org/10.1109/ECCE.2013.6646995>.

PARTICIPACIÓN EN PROYECTOS DE I+D FINANCIADOS EN CONVOCATORIAS PÚBLICAS

- Proyecto del Plan Nacional de I+D+i: Tecnologías para la integración en la red de energías renovables: electrónica de potencia, almacenamiento, gestión energética e interacción con la red, DPI2013-42853-R, Ministerio de Economía y Competitividad, UPNA, 2014-2016.
- Proyecto del Seventh Framework Programme: PVCROPS - Photovoltaic Cost reduction, reliability, operational performance, prediction and simulation, FP7-308468, Comisión Europea, UPM, UPNA, Acciona Energía, Ingeteam, RTONE, SunSwitch, REDT, UÉvora, DIT, CLSenses, ONE, 2012-2015.
- Proyecto del Plan Nacional de I+D+i: Movilidad sostenible, tecnologías de hidrógeno y alimentación renovable: Energía, DPI2010-21671-C02-01, Ministerio de Ciencia e Innovación, UPNA, 2010-2013.

PARTICIPACIÓN EN CONTRATOS DE I+D

- Contrato OTRI: Prórroga de Diseño, desarrollo e implantación de microrredes en Navarra, 2012024132, CENER-CIEMAT, UPNA, 2012-2015.
- Contrato OTRI: Diseño, desarrollo e implantación de microrredes en Navarra, 2009024085, CENER-CIEMAT, UPNA, 2009-2011.
- Contrato OTRI: Proyecto CENIT-MEDIODÍA: Multiplicación de Esfuerzos para el Desarrollo, Innovación, Optimización y Diseño de Invernaderos Avanzados, 2006024116, CDTI, Ministerio de Economía y Competitividad, Múltiples compañías y organismos de investigación. Liderado por Repsol, en el participa la UPNA como colaborador de Acciona, 2007-2010.

SEMINARIOS INTERNACIONALES

Parte de los resultados conseguidos han sido diseminados en los siguientes seminarios internacionales:

- Photovoltaic Plants and Energy Storage Technical Workshop: Presentación oral titulada 'UPNA's microgrid' en el taller organizado por Acciona/PVCROPS en las oficinas de Acciona Energía en Pamplona, España, 14 de abril de 2015.
- Simpósio IPES – Energia Solar: caminhos do futuro: Presentación oral titulada 'Estrategias de gestión de la energía en BIPV con baterías' en el simposio organizado por el Instituto Portugués de Energía Solar (IPES) en la Universidad de Évora, Portugal, 7 de octubre de 2014.
- PVCROPS Seminar – ELIA: Presentación oral titulada 'Management of PV grid injection - Making PV power less variable' en el seminario organizado por el proyecto del FP7, PVCROPS, en las oficinas centrales del operador de la red eléctrica belga, ELIA, en Bruselas, Bélgica, 2 de abril de 2014.
- Workshop AEN: Energías Renovables: Presentación oral en el 'Taller AEN: Energías Renovables' organizado por la red de universidades de Aquitania, Euskadi y Navarra (AEN) en la Escuela de Ingenieros ESTIA de Bidart, Francia, 30 de noviembre de 2012.

PROYECTOS FIN DE ESTUDIOS

Además, la presente tesis ha dado lugar a la elaboración de dos trabajos fin de estudios codirigidos por el autor de esta tesis:

- Bayo, O., Sistema de baterías para reducción de la potencia consumida en viviendas domésticas: análisis y dimensionado óptimo, Trabajo Fin de Grado, UPNA, 2014.
- Muñoz, M., Generación automática de informes de una microrred energética mediante acceso remoto a base de datos y monitorización y control a través de página web, Proyecto Fin de Carrera UPNA, 2013.

OTRAS CONTRIBUCIONES

- Presentación de trabajos experimentales desarrollados con LabVIEW en la revista del foro *NIDays2014: Foro tecnológico sobre diseño gráfico de sistemas* organizado por National Instruments en Madrid, el día 8 de abril de 2014.
 - Muñoz, M., Pascual, J., Corres, J.M., Sanchis, P., Marroyo, L., Monitorización y control de una microrred electrotérmica: Servicios Web y Responsive Web, NIDays2014, 2014, pp. 17-18.

- Pascual, J., Jaunsarás, E., Muñoz, M., Corres, J.M., Sanchis, P., Marroyo, L., Gestión de una microrred electrotérmica: Adquisición de datos, estación de monitorización y control y gestión de base de datos, NIDays2014, 2014, pp. 19-20.
- Colaboración en la validación en la microrred de la UPNA de estrategias de control borroso desarrolladas por D. Arcos durante su estancia en la UPNA, enmarcadas en su labor de investigación en la Universidad Politécnica de Cataluña.
- Colaboración en la validación de equipos de medida en la microrred de la UPNA, desarrollados por la empresa Nadetech Innovations, spin-off de la UPNA.
- Colaboración en el desarrollo de una microrred experimental, en un entorno real, junto con empresas del sector liderados por 'Montajes eléctricos ALBA', con el objetivo de crear sinergias entre las mismas, que faciliten la implantación de microrredes.

9.3 LÍNEAS FUTURAS

9.3.1 Estrategias de gestión alternativas

Como se ha visto en la introducción, existen multitud de enfoques a la hora de desarrollar las estrategias de gestión de una microrred. Por ello, deben valorarse otras alternativas propuestas en la bibliografía, y especialmente aquellas relacionadas con técnicas de optimización aplicadas a microrredes, técnicas de control borroso y controles basados en redes neuronales, por mencionar algunos ejemplos.

Una opción de especial relevancia para un sistema como el descrito en esta tesis es el uso de técnicas de 'control predictivo por modelo' (MPC por sus siglas en inglés). Este control, basado en la predicción de la evolución de la microrred según el modelo de planta, resulta de alguna forma similar a lo planteado en esta tesis ya que se basa en el conocimiento del sistema para actuar en consecuencia. Sin embargo, va un paso más allá, combinado la predicción con la optimización para calcular las consignas de potencia óptimas en cada momento. Este es un control más complejo que el propuesto y requiere de mayor poder de computación debido a que debe estar continuamente ejecutando rutinas de optimización. No obstante, podría alcanzar buenos resultados, si bien incurriría en errores similares ante fallos de predicción. Resulta, por tanto, interesante analizar esta opción como una línea futura en el desarrollo de nuevas estrategias de gestión de microrredes.

9.3.2 Sistemas de almacenamiento alternativos

En el presente trabajo se ha utilizado como almacenamiento energético baterías de plomo-ácido y almacenamiento térmico a baja temperatura, ya que son los sistemas más económicos y fácilmente realizables en la fecha de este estudio para la aplicación propuesta. No obstante, la transición hacia las energías renovables está generando a su vez un gran esfuerzo en investigación en sistemas de almacenamiento energético, que está dando como frutos interesantes alternativas para paliar el problema del almacenamiento de energía.

Las alternativas presentes más interesantes para el almacenamiento de energía térmica, además de la presentada en esta tesis, se pueden agrupar en dos grupos. Por un lado está el almacenamiento a muy alta temperatura, que además de permitir almacenar mayor cantidad de energía por unidad de volumen que los sistemas de baja temperatura, puede convertirla en electricidad con eficiencias razonables. Por otro lado, en los casos particulares donde hay demanda de frío, pueden utilizarse también los sistemas de almacenamiento energético (o más estrictamente, exergético) en frío. En ambos casos, existen tecnologías con y sin cambio de fase.

En cuanto al almacenamiento electroquímico, es patente el auge de las baterías de iones de litio, que son ya un claro sustituto a las de plomo-ácido en aplicaciones móviles debido a su densidad energética, si bien aún son más caras. No obstante, su mayor durabilidad hace que la diferencia de precio con respecto a las de plomo-ácido no sea tanta como puede parecer a primera vista; esto, junto a su constante abaratamiento, está acelerando su integración en aplicaciones estacionarias. Además, actualmente las baterías de iones de litio presentan una mejor eficiencia, si bien las baterías de plomo avanzadas plantean un futuro con baterías de plomo-ácido más eficientes que las actuales y queda por ver su desarrollo. Por último, las baterías de litio ofrecen mayor facilidad para conocer su estado de carga con respecto a las baterías de plomo-ácido, lo cual las convierte en las mejores candidatas para aplicaciones de gestión energética en las que la batería se mantiene a cargas parciales durante largos periodos de tiempo.

Otra opción para el almacenamiento de energía es el hidrógeno. La electrólisis del agua para la generación de hidrógeno mediante el uso directo de electricidad es una tecnología que, aunque aún tiene margen de mejora, es bastante madura, siendo capaz de almacenar energía a un precio competitivo. El hidrógeno producido podría ser inyectado en la red de gas natural directamente o previa conversión en gas metano. Esta opción resulta interesante ya que utiliza infraestructuras ya instaladas. Otra opción es la conversión del hidrógeno a electricidad mediante pilas de combustible. En esta línea ya se está trabajando en la UPNA, desde la caracterización de las pilas de combustible, al diseño de los convertidores electrónicos y su posterior integración en la microrred.

Otra tecnología a tener en cuenta son las baterías de flujo, que pueden almacenar importantes cantidades de energía con sólo aumentar la cantidad de electrolito. Esta tecnología es pesada y voluminosa por lo que su desarrollo no se ha beneficiado del empuje que han sufrido otras tecnologías con mayor densidad energética, como las baterías de iones de litio, fruto de la necesidad de almacenamiento de energía en aplicaciones móviles. Sin embargo, es una tecnología que está resurgiendo por la necesidad creciente de almacenar energía renovable en aplicaciones estacionarias. Esta tecnología está en fase de desarrollo pero promete ser una buena alternativa, esperándose altas eficiencias y vida útil en un futuro.

A mayor escala, es interesante el almacenamiento en aire comprimido, aunque su aplicación en microrredes es limitada debido a su baja densidad energética, que requiere enormes cavidades para su almacenamiento, lo cual limita su utilización de forma similar a la hidroeléctrica.

También cabe mencionar la tecnología de supercondensadores, que permiten intercambiar energía a alta potencia y con gran rapidez. Debido a su alto coste, en relación a su capacidad, y su baja densidad energética, no ofrecen por sí mismos la solución al almacenamiento de energía a gran escala, pero pueden resultar de gran utilidad para apoyar a los sistemas de almacenamiento con dinámicas lentas. Su combinación con pilas de combustible está también siendo investigada en la UPNA.

9.3.3 Ampliación del espectro de microrredes

Sería un error asumir que todas las microrredes responden a las mismas necesidades y se comportan igual. Para tener un mejor entendimiento de los distintos escenarios y necesidades y así diseñar nuevas estrategias, se debe ampliar el estudio a otras microrredes con diferentes perfiles de consumo, potencial de generación renovable, arquitecturas, capacidad de almacenamiento, etc., e incluso analizar las posibles combinaciones de los subsistemas térmico y eléctrico si los tuviera.

Dado que en España la mayoría de viviendas se encuentran en bloques de edificios, en el ámbito residencial resulta de especial interés el estudio de microrredes comunitarias, y en particular el efecto de la combinación de los perfiles de consumo de varias viviendas o la creación de microrredes para servicios comunes. También es de interés ahondar en la posibilidad de coordinar la demanda de las viviendas para optimizar el uso de renovables, por ejemplo, controlando los aparatos de aire acondicionado mediante consignas de red.

También resulta interesante por su gran extensión y consumo, el estudio de microrredes en naves industriales o en explotaciones agrícolas y ganaderas, donde pueden surgir interesantes sinergias. Por ejemplo, el estudio de la gestión del uso de energía fotovoltaica

en grandes naves refrigeradoras representa una doble ventaja: por un lado, se genera frío cuando más se necesita, es decir, en horas de sol y, por otro lado, se puede aprovechar el almacenamiento térmico intrínseco de la nave para gestionar la energía. Otro ejemplo interesante es el de explotaciones ganaderas que pueden utilizar sus residuos para generar biogás, que a su vez puede ser utilizado in situ en un sistema de cogeneración que devuelva el calor a la granja y use o exporte la electricidad generada.

Desde el punto de vista de la generación, cabría estudiar la combinación de microrredes renovables con centrales convencionales que, actuando en conjunto, pueden sumar las ventajas de las energías renovables con la gestionabilidad de las energías convencionales. El estudio debería abarcar tanto la instalación de plantas renovables junto con convencionales emplazadas en un mismo lugar, como la coordinación del control de distintas fuentes de generación distribuida, acercándose al concepto de las 'centrales eléctricas virtuales' o VPP por sus siglas en inglés.

El estudio de todos estos escenarios permitirá comprender las distintas necesidades existentes y las posibles soluciones, facilitando el desarrollo de nuevas estrategias de gestión y nuevos productos destinados a microrredes.

9.3.4 Desarrollo comercial de microrredes

Si bien ésta no es una línea de investigación propiamente dicha, se considera importante destacar que las microrredes se encuentran en un estado tecnológico tal que hace posible ya su desarrollo a nivel comercial. No obstante, quizás por desconocimiento, pero también debido a las trabas legales que encuentran hoy en día en España, no se ha facilitado su expansión.

Así, por un lado, es necesario dar a conocer estos sistemas, ensalzando sus virtudes, tanto a empresas como a usuarios, que permita a las primeras el desarrollo de productos ad hoc para la implantación de microrredes y que mueva a los segundos a demandar estos productos. En este ámbito, la UPNA ya está colaborando con distintas empresas para el desarrollo de microrredes en entornos reales, diseño de equipos auxiliares e implementación de todo ello a nivel comercial.

Finalmente, es necesario incidir en el desarrollo de normativa específica para las microrredes. Para ello, es de suma importancia realizar estudios exhaustivos y objetivos que analicen el impacto de las microrredes basadas en energías renovables en el sistema eléctrico y sobre la sociedad (impactos económicos y ambientales). Esto permitiría adaptar el marco legal de forma que se pueda acoger a estas nuevas tecnologías de una manera técnicamente óptima y socialmente justa, que beneficie al conjunto de la población.

Nomenclatura

SIMBOLOGÍA

A continuación se presenta el nombre de las variables, constantes y parámetros utilizados en la tesis.

<i>Símbolo</i>	<i>Descripción</i>	<i>Unidades</i>
A	Área de barrido de las palas del aerogenerador	m^2
C_{bat}	Capacidad útil de la batería	kWh
C_p	Coeficiente de potencia del aerogenerador	kW/kW
c_p	Calor específico del agua a presión constante	$kJ \cdot kg^{-1} \cdot ^\circ C^{-1}$
e_{pred}	Error acumulado en 3 horas de la predicción del balance de energía, P_{bal} , en la microrred	kWh
g	Aceleración de la gravedad en la superficie terrestre	$m \cdot s^{-2}$
h	Altitud sobre el nivel del mar	m
G ó $G(\alpha, \beta)$		
y G_{pred} ó $G_{pred}(\alpha, \beta)$	Irradiancia en el plano de los paneles: medida y predicha	$W \cdot m^{-2}$
$G(0)$ y $G_{pred}(0)$	Irradiancia en el plano horizontal: medida y predicha	$W \cdot m^{-2}$
k	Conductividad térmica del aislante del depósito, de poliuretano	$kW \cdot m^{-1} \cdot ^\circ C^{-1}$
K_{24}	Constante de control del SOC_{24h} (Capítulos 4, 6 y 7)	$kW \cdot \%^{-1}$
K_P, K_{Pmax}	Función de control del SOC y su valor máximo (Capítulo 4)	$kW \cdot \%^{-1}$
K_{P1}, K_{P1max}	Factores de control del SOC (Capítulo 6 y 7)	$kW \cdot \%^{-1}$
K_{P2}	Factor de control del SOC	--
K_{PP}, K_{PN}	Funciones de control del SOC instantáneo (Capítulo 3)	--

K_T	Constante de control del valor medio diario de la temperatura del agua del depósito (Capítulo 7)	$W \cdot ^\circ C^{-1}$
L	Altura del depósito de ACS	m
M	Masa molar del aire	$kg \cdot mol^{-1}$
$MXP,$ MDP	Criterios de calidad. Valor máximo y medio de rampas de potencia del perfil intercambiado con la red durante un año	$W \cdot h^{-1}$
$NOCT$	Temperatura de célula en condiciones normales de operación dada por el fabricante	$^\circ C$
$NOCT'$	Temperatura de célula en condiciones normales de operación calculada en condiciones reales	$^\circ C$
P_+, P_-	Criterios de calidad. Pico de potencia intercambiado con la red máximo y mínimo, respectivamente, durante un año	kW
P_2	Función de control del SOC (Capítulo 3)	kW
$P_{25^\circ C}$	Potencia fotovoltaica calculada a $25^\circ C$	kW
P_{99}	Criterio de calidad. Percentil 99 de los picos de potencia intercambiada con la red en valor absoluto durante un año	kW
p	Presión atmosférica.	Pa
$p_{xxm},$ $p_{pred,xxm}$	Presión atmosférica a xx metros de altitud sobre el nivel del mar: medida y predicha	Pa
P_{ACS}	Potencia térmica extraída del depósito para el consumo de ACS	kW
P_{bal}	Balance de potencias entrantes menos salientes de la microrred, excluyendo las pérdidas	kW
$P_{bal,t,MMC}$	Media móvil central de ventana de 24 horas del balance de potencias en el nodo térmico, considerando potencia de colectores y consumo de ACS.	kW
P_{bat}	Potencia en bornes de la batería	kW
$P_{bat,SOC}$	Potencia para el cómputo del SOC de la batería	kW
$P_{cal,e}$	Potencia eléctrica consumida por la caldera	kW
$P_{cal,t}$	Potencia térmica neta aportada por la caldera al depósito	kW
P_{CEM}	Potencia fotovoltaica en Condiciones estándar de medida	kW
P_{con}	Potencia consumida por las cargas eléctricas incluida la caldera eléctrica	kW
P_{CO}	Potencia térmica generada en los colectores solares	kW
P'_{con}	Potencia consumida por las cargas eléctricas excluyendo la caldera eléctrica	kW
P_{dep}	Potencia térmica aportada al depósito desde el nodo térmico	kW
P_{EO}, P_{EO}^*	Potencia eólica: medida y estimada	kW

$P_{EO,norm}$	Potencia eólica en condiciones de densidad de aire según la atmósfera estándar ISO ($\rho = 1,225$)	$\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$
$P_{FV}, P_{FV}^*, P_{FV,pred}$	Potencia fotovoltaica: medida, estimada y predicha	kW
P_{gen}	Potencia total generada en la microrred incluyendo generadores eléctricos y térmicos	kW
P_{in}	Suma de las potencias entrantes a la microrred, es decir, de la red y de los generadores	kW
P_{iny}	Valor objetivo de la máxima potencia a inyectar en la red (Capítulo 7)	kW
$P_{lim,A}$	Potencia límite del control del SOC P_2 (Capítulo 3)	kW
P_n	Potencia nominal del campo fotovoltaico	kW
P_{net}	Potencia neta, es decir, diferencia entre potencia consumida y generada en el nodo eléctrico incluyendo la caldera eléctrica	kW
P'_{net}	Potencia neta excluyendo el consumo de la caldera eléctrica	kW
$P_{net,HF}$	Componente de alta frecuencia de P_{net} .	kW
$P_{net,LF}$	Componente de baja frecuencia de P_{net} .	kW
$P_{net,24h}$	Media móvil de ventana de 24 horas de P_{net} .	kW
P_{out}	Potencia saliente de la microrred, es decir, consumo eléctrico excluyendo la caldera, consumo de ACS y pérdidas del sistema	kW
P_{perd}	Potencia debida a todas las pérdidas del sistema	kW
$P_{perd,bat}$	Potencia perdida en el proceso de carga y descarga de las baterías	kW
$P_{perd,cal}$	Pérdidas de conversión en la caldera	kW
$P_{perd,dep}$	Pérdidas por conducción en el depósito	kW
P_{red}	Potencia intercambiada con la red	kW
P_{SOC}	Componente de potencia asignada a la red proveniente del control del SOC (Capítulos 4, 6 y 7)	kW
P_{SOC24}	Componente de potencia asignada a la red proveniente del control del SOC _{24h} (Capítulos 4, 6 y 7)	kW
P_{T24}	Componente de potencia asignada a la red proveniente del control de T_{24} (Capítulo 7)	kW
$refSOC$	SOC de referencia	%
R	Constante de los gases ideales	$\text{J}\cdot\text{K}^{-1}\cdot\text{mol}^{-1}$
R_1, R_2	Radio interno y externo, respectivamente, del depósito de ACS	m

SOC	Estado de carga útil de la batería	%
SOC_{24h}	Valor medio móvil de 24 horas del estado de carga útil de la batería	%
T, T^*, T_{pred}	Temperatura del agua del depósito: medida, estimada y predicha.	°C
$T_{cel}, T_{cel}^*, T_{cel,pred}$	Temperatura de célula: medida, estimada y predicha.	°C
T_{ETSIA}	Temperatura medida por la estación de la ETSIA	°C
$T_{ext}, T_{ext}^*, T_{ext,pred}$	Temperatura en el exterior de la microrred: medida, estimada y predicha.	°C
V, V_{pred}, V_{pred}^*	Velocidad del viento en el aerogenerador: medida, predicha y predicha corregida	$m \cdot s^{-1}$
V_{xx}	Velocidad del viento a xx m del suelo	$m \cdot s^{-1}$
V	Volumen del depósito de ACS	m^3
VAR	Criterio de calidad. Variabilidad del perfil de potencia intercambiado con la red	--
ΔE_{alm}	Variación de la energía en los elementos de almacenamiento	kWh
Δt	Incremento de tiempo	h
ΔT	Incremento de temperatura, T	°C
γ	Factor de potencia del panel fotovoltaico. Variación en la potencia generada con respecto a un desvío de la temperatura de célula con respecto a 25°C	$\% \cdot ^\circ C^{-1}$
ρ, ρ_{pred}	Densidad del aire medida y predicha	$kg \cdot m^{-3}$
ρ_{H2O}	Densidad del agua del depósito de ACS	$kg \cdot m^{-3}$

ACRÓNIMOS

<i>Acrónimo</i>	<i>Descripción</i>
ACS	Agua caliente sanitaria
CEM	Condiciones estándar de medida
MMC	Media móvil central
MMR	Media móvil retrasada
MPC	Model predictive control (control predictivo por modelo)
NCSS	NetCDF Subset Server. Servidor de datos tipo NetCDF
NetCDF	Network Common Data Form. Bajo esta denominación se engloba a un conjunto de librerías y formatos de datos de código abierto creados para el intercambio de datos científicos

NOCT	Nominal operating cell temperature (temperatura nominal de célula en operación)
SOC	State of charge (estado de carga de la batería)
VPP	Virtual power plant (central eléctrica virtual)
WRF	Weather research and forecasting (WRF) model. Es el nombre de un modelo numérico de predicción meteorológica de código abierto

Bibliografía

- [ABB11] Abbott, D., "Is Nuclear Power Globally Scalable? [Point of View]," in Proceedings of the IEEE ,2011, 99:1611-1617, <http://dx.doi.org/10.1109/JPROC.2011.2161806>.
- [AEE15] Asociación Empresarial Eólica, Eólica 2015. Accesible en: http://www.aeeolica.org/uploads/AEE__ANUARIO_2015_web.pdf , último acceso: noviembre de 2015.
- [AER10] Anual Energy Report 2009, U.S. Energy Information Association (EIA).
- [AMJ07] Amjady, N., "Short-Term Bus Load Forecasting of Power Systems by a New Hybrid Method," in Power Systems, IEEE Transactions on , 2007, 22:333-341, <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2006.889130>
- [AMR75] AMREL eLoad PLA Series. Descarga en: http://www.programmablepower.com/electronic-load/PLA/downloads/PLA_Datasheet.pdf. Último acceso: septiembre de 2015.
- [ASS14] Y.B. Assoa, W. Sprenger, M. Misara, F. Roca et al., Thermal and Electrical Analysis of BIPV Systems in the Sophia Project, EU PVSEC 2014 – 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2014.
- [AVI12] D.A. Aviles, F. Guinjoan, J. Barricarte, L. Marroyo, P. Sanchis and H. Valderrama, Battery management fuzzy control for a grid-tied microgrid with renewable generation, In: IECON 2012-38th annual conference on IEEE industrial electronics society, 2012, IEEE, 5607–5612, <http://dx.doi.org/10.1109/IECON.2012.6389008>.
- [BAR10] Bardi, U. Extracting Minerals from Seawater: An Energy Analysis. Sustainability 2010, 2:980-992.

- [BAR11] Barricarte, J., Integración en la red eléctrica de microrredes electrotérmicas: dimensionado, estrategias de gestión energética e implementación experimental, Memoria de tesis doctoral, Universidad Pública de Navarra, Pamplona, España, 2011.
- [BAR11'] Barricarte JJ, Martín IS, Sanchis P, Marroyo L. Energy management strategies for grid integration of microgrids based on renewable energy sources. In: SET2011, 10th International conference on sustainable energy technologies, Istanbul, TÜRKIYE; 4–7 September, 2011.
- [BLA07] J. Black and R. Larson, Strategies to overcome network congestion in infrastructure systems, *J Ind Syst Eng* 1, 2007, 97–115.
- [BOR11] Borges, C.E.; Peña, Y.K.; Fernandez, I., Optimal combined short-term building load forecasting, in *Innovative Smart Grid Technologies Asia (ISGT)*, 2011 IEEE PES , 2011, pp.1-7, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2011.6167091.
- [BOR13] Borges, C.E.; Peña, Y.K.; Fernandez, I., "Evaluating Combined Load Forecasting in Large Power Systems and Smart Grids," in *Industrial Informatics*, IEEE Transactions on , 2013, v9:1570-1577, doi: 10.1109/TII.2012.2219063
- [BOR60] Aerogenerador Bornay 6000. Manual de usuario. Descarga en: <http://www.bornay.com/media/download/426>. Último acceso: septiembre de 2015.
- [BP585] BP Solar, BP585. Descarga en: <http://www.comel.gr/pdf/bpsolar/BP585.pdf>. Último acceso: septiembre de 2015.
- [BUD13] Budischak, C., Sewell, D., Thomson, H., Mach, L., Veron, D.E.; Kempton, W. Cost-minimized combinations of wind power, solar power and electrochemical storage, powering the grid up to 99.9% of the time. *J. Power Source* 2013;225:60–74.
- [BUR01] Burton T, Sharpe D, Jenkins N, Bossanyi E. Wind energy handbook. Wiley; 2001.
- [CDF15] <http://www.unidata.ucar.edu/software/thredds/current/tds/reference/NetcdfSubsetServiceReference.html>, Último acceso: noviembre de 2015.
- [CHA98] Chaisson, E.J., The cosmic environment for the growth of complexity, *Biosystems*, 1998;46:13-19, [http://dx.doi.org/10.1016/S0303-2647\(97\)00076-2](http://dx.doi.org/10.1016/S0303-2647(97)00076-2).

- [CHE13] Y. Chen, S. Lu, Y. Chang, T. Lee and M. Hu, Economic analysis and optimal energy management models for microgrid systems: a case study in Taiwan, *Appl Energy* 103, 2013, 145–154, <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.09.023>.
- [COM15] G. Comodi, A. Giantomassi and M. Severini, Multi-apartment residential microgrid with electrical and thermal storage devices: experimental analysis and simulation of energy management strategies, *Appl Energy* 137, 2015, 854-866, <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.07.068>.
- [COS09] Costa, P.M., Matos, M.A., Assessing the contribution of microgrids to the reliability of distribution networks. *Electr. Power Syst. Res.* 2009;79:382–389.
- [DEN12] Denholm, P., Energy storage to reduce renewable energy curtailment, in *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE* , pp.1-4, 22-26 July 2012 doi: 10.1109/PESGM.2012.6345450.
- [EFDA12] European Fusion Development Agreement (EFDA) (Actualmente EUROfusion), *Fusion Electricity. A roadmap to the realisation of fusion energy*, 2012. Accesible en: <https://www.euro-fusion.org/wpcms/wp-content/uploads/2013/01/JG12.356-web.pdf>. Último acceso: noviembre de 2015.
- [FAR10] Farias, M.F., Battaiotto, P.E., Cendoya, M.G., Wind Farm to Weak-Grid Connection Using UPQC Custom Power Device. In *Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, Viña del Mar, Chile, 14–17 March 2010; pp. 1745–1750.
- [FER11] Fernandez, I.; Borges, C.E.; Penya, Y.K., Efficient building load forecasting, in *Emerging Technologies & Factory Automation (ETFA)*, 2011 IEEE 16th Conference on , vol., no., pp.1-8, 5-9 Sept. 2011, doi: 10.1109/ETFA.2011.6059103
- [FI300] FIAMM. SMG (OPzV). Stationary batteries specifications. Descarga en: http://www.interstatebatteries.com/powercare/stationary/pdf/SMG_OPzV_VRLA.pdf. Último acceso: septiembre de 2015.
- [FOL12] Foley AM, Leahy PG, Marvuglia A, McKeogh EJ. Current methods and advances in forecasting of wind power generation. *Renewable Energy* 2012, 37:1–8. doi:10.1016/j.renene.2011.05.033.
- [FOU10] Fouquet, R., The slow search for solutions: Lessons from historical energy transitions by sector and service, *Energy Policy*, 2010, 38:6586-6596, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.06.029>.

- [GAL07] Gales, B., Kander, A., Malanima, P., Rubio, M., North versus South: Energy transition and energy intensity in Europe over 200 years. *European Review of Economic History*, null, 2007; pp 219-253 doi:10.1017/S1361491607001967
- [GEA12] GEA, 2012: *Global Energy Assessment - Toward a Sustainable Future*, Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria, 2012.
- [GCC13] 5. Grid Connection Code for Renewable Power Plants (RPPs) Connected to the Electricity Transmission System (TS) or the Distribution System (DS) in South Africa. Available online: <http://www.nersa.org.za/Admin/Document/Editor/file/Electricity/TechnicalStandards/South%20African%20Grid%20Code%20Requirements%20for%20Renewable%20Power%20Plants%20-%20Vesion%202%206.pdf> (accessed on 4 Noviembre de 2015).
- [GON10] González, R., Estructuras de conversión monofásicas sin transformador para sistemas fotovoltaicos de conexión a red', Memoria de tesis doctoral, Universidad Pública de Navarra, Pamplona, España, 2010.
- [GON14] Goncalves Da Silva, P., Ilic, D.; Karnouskos, S., The Impact of Smart Grid Prosumer Grouping on Forecasting Accuracy and Its Benefits for Local Electricity Market Trading, in *Smart Grid, IEEE Transactions on*, 2014, 5:402-410, <http://dx.doi.org/10.1109/TSG.2013.2278868>.
- [GUI14] Jimenez-Estevéz, G.A.; Palma-Behnke, R.; Ortiz-Villalba, D.; Nuñez Mata, O.; Silva Montes, C., It Takes a Village: Social SCADA and Approaches to Community Engagement in Isolated Microgrids, in *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol.12, no.4, pp.60-69, July-Aug. 2014, <http://dx.doi.org/10.1109/MPE.2014.2317419>
- [HAN14] Hanna, R., Kleissl, J., Nottrott, A., Ferry, M., Energy dispatch schedule optimization for demand charge reduction using a photovoltaic-battery storage system with solar forecasting, *Solar Energy*, 103 (2014), pp. 269–287 <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2014.02.020>.
- [HAT07] N. Hatziaargyriou, "Microgrids: An Overview of Ongoing Research, Development, and Demonstration Projects", *IEEE Power & Energy Magazine*, 2007.
- [HAT14] N. Hatziaargyriou, *Microgrids: Architectures and Control*, 2014, Wiley-IEEE Press.

- [HYN13] Hyndman, R.J. and Athanasopoulos, G. Forecasting: principles and practice, 2013, <http://otexts.org/fpp/>. Último acceso: noviembre de 2015
- [ING30] Ingeteam, Manual de Instalación Ingecon Hybrid MS. Descarga en: http://www.ingeteam.com/Portals/0/Catalogo/Producto/Documento/PRD_128_Archivo_ptd22-manual-de-instalacion-ingecon-hybrid-ms.pdf. Último acceso: noviembre de 2015.
- [IRE15] International Renewable Energy Agency (IRENA), Renewable power generation costs in 2014, 2015. Accesible en: http://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_re_power_costs_2014_report.pdf. Último acceso: noviembre de 2015.
- [IRE15'] International Renewable Energy Agency (IRENA), Battery storage for renewables: market status and technology outlook, 2015. Accesible en: http://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_battery_storage_report_2015.pdf. Último acceso: noviembre de 2015.
- [KIK12] Kikuchi, M., Lackner, K., Tran, M.Q., Fusion physics, IAEA 2012.
- [KIM08] S. Kim, J. Jeon and C. Cho, Dynamic modeling and control of a grid-connected hybrid generation system with versatile power transfer, IEEE Trans Ind Electron 55, 2008, 1677–1688, <http://dx.doi.org/10.1109/TIE.2007.907662>.
- [KOO14] S. Koohi-Kamali, N.A. Rahim and H. Mokhlis, Smart power management algorithm in microgrid consisting of photovoltaic, diesel, and battery storage plants considering variations in sunlight, temperature, and load, Energy Convers Manage 84, 2014, 562–582, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2014.04.072>.
- [KYR13] G. Kyriakarakos, D. Piromalis and A. Dounis, Intelligent demand side energy management system for autonomous polygeneration microgrids, Appl Energy 103, 2013, 39-51, <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.10.011>.
- [LEV92] Levine, M.D., Liu, F., Sinton, J.E., China energy system - historical evolution, current issues, and prospects, Annual review of energy and the environment, 1992, 17: 405-435, <http://dx.doi.org/10.1146/annurev.eg.17.110192.002201>.
- [LOR03] Lorenzo E. Energy collected and delivered by PV modules. In: Luque A, Hegedus S, editors. Handbook of photovoltaic science and engineering, Wiley; 2003.
- [LOR06] Lorenzo, E. Electricidad solar fotovoltaica, Volumen I, Sobre el papel de la energía en la historia, PROGENSA, 2006.

- [LOR09] Lorenz, E., Hurka, J., Heinemann, D., Beyer, H.G., Irradiance Forecasting for the Power Prediction of Grid-Connected Photovoltaic Systems, in *Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing*, IEEE Journal of , 2009, 2:2-10, <http://dx.doi.org/10.1109/JSTARS.2009.2020300>
- [MAH11] M.A. Mahmud, M.J. Hossain, H.R. Pota and A.B.M. Nasiruzzaman, Voltage control of distribution networks with distributed generation using reactive power compensation, In: *IECON 2011-37th annual conference of the IEEE industrial electronics society*, 2011, IEEE, 985–990, <http://dx.doi.org/10.1109/IECON.2011.6119329>.
- [MAR13] M. Marzband and A. Sumper, Experimental evaluation of a real time energy management system for stand-alone microgrids in day-ahead markets, *Appl Energy* 106, 2013, 365-376, <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.02.018>.
- [MAR13'] M. Marzband and A. Sumper, Experimental validation of a real time energy management system for microgrids in islanded mode using a local day-ahead electricity market and MINLP, *Energy Convers Manage* 76, 2013, 314-322, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2013.07.053>.
- [MAR14] Marinelli, M., Sossan, F., Testing of a predictive control strategy for balancing renewable sources in a microgrid *IEEE Trans Sust Energy*, 5 (2014), pp. 1426–1433 <http://dx.doi.org/10.1109/TSTE.2013.2294194>.
- [MAR14'] M. Marzband and M. Ghadimi, Experimental validation of a real-time energy management system using multi-period gravitational search algorithm for microgrids in islanded mode, *Appl Energy* 128, 2014, 164-174, <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.04.056>.
- [MAR14''] Marinescu, A.; Harris, C.; Dusparic, I.; Cahill, V.; Clarke, S., "A hybrid approach to very small scale electrical demand forecasting," in *Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2014 IEEE PES* , 2014, pp.1-5, <http://dx.doi.org/10.1109/ISGT.2014.6816426>
- [MAS02] C. Masters, Voltage rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines, *Power Eng J* 16, 2002, 5–12, <http://dx.doi.org/10.1049/pe:20020101>.
- [METEO] <http://www.meteogalicia.es/web/modelos/threddsIndex.action>. Último acceso: septiembre de 2015.
- [NAK98] Nakicenovic N, Grubler A, McDonald A, *Global Energy Perspectives*, Cambridge University Press, 1998.

- [NAV13] Navigant Research, Microgrids: Commercial/Industrial, Community/Utility, Campus/Institutional, Military, Remote, Grid-Tied Utility Distribution, and Direct Current Microgrids: Global Market, Analysis and Forecasts, 2013.
- [NEA14] NEA & IAEA, Uranium 2014: Resources, Production and Demand. Accesible en <https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2014/7209-uranium-2014.pdf>, último acceso: noviembre de 2015.
- [NIK12] T. Niknam, R. Azizipanah-Abarghooee and M. Narimani, An efficient scenario-based stochastic programming framework for multi-objective optimal micro-grid operation, *Appl Energy* 99, 2012, 455–470, <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.04.017>.
- [PAR11] O.-S. Parissis, E. Zoulias, E. Stamatakis, K. Sioulas, L. Alves, R. Martins, et al., Integration of wind and hydrogen technologies in the power system of Corvo Island, Azores: a cost-benefit analysis, *Int J Hydrogen Energy* 36, 2011, 8143–8151, <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.12.074>.
- [PAR14] A. Parisio, E. Rikos, G. Tzamalís and L. Glielmo, Use of model predictive control for experimental microgrid optimization, *Appl Energy* 115, 2014, 37–46, <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.10.027>.
- [PAR15] de la Parra, I., Grid Integration of large-scale PVplants, Memoria de tesis doctoral, Universidad Pública de Navarra, Pamplona, España, 2015.
- [PAS14] J. Pascual, P. Sanchis and L. Marroyo, Implementation and control of a residential electrothermal microgrid based on renewable energies, a hybrid storage system and demand side management, *Energies* 7, 2014, 210–237, <http://dx.doi.org/10.3390/en7010210>.
- [PER09] Perez, R., Perez, M., A fundamental look at energy reserves for the planet. The IEA SHC Solar Update, 2009;50:2–3.
- [REM08] Remund J, Perez R, Lorenz E. Comparison of solar radiation forecasts for the USA. *Proc of 23rd European PV Conference* 2008;2:3–5.
- [REV11] Revuelta, J., Fernandez, J.C., Fernandez, J.L., Large scale integration of renewable energy sources in the Spanish power system. Curtailment and market issues, in *Energy Market (EEM)*, 2011 8th International Conference on the European , 2011, pp.413-418, doi: 10.1109/EEM.2011.5953047
- [SAU03] Sauer D. Electrochemical storage for photovoltaics. In: Luque A, Hegedus S, editors. *Handbook of photovoltaic science and engineering*, Wiley; 2003.
- [SCH44] Schrödinger, E., *What is life?*, Cambridge University Press, 1944.

- [SCO04] Scott, D.S., Fossil Sources: "Running Out" is Not the Problem, *International Journal of Hydrogen Energy*, 2005;30:1-7, <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2004.09.001>.
- [SHI08] T. Shinji, T. Sekine, A. Akisawa, T. Kashiwagi, G. Fujita and M. Matsubara, Reduction of power fluctuation by distributed generation in micro grid, *Electr Eng Jpn* 163, 2008, 22–29, <http://dx.doi.org/10.1002/eej.20462>.
- [TAS14] A. Tascikaraoglu, A. Boynuegri and M. Uzunoglu, A demand side management strategy based on forecasting of residential renewable sources: a smart home system in Turkey, *Energy Build* 80, 2014, 309-320, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2014.05.042>.
- [THO10] Thomas B. Cochran, Harold A. Feiveson, Walt Patterson, Gennadi Pshakin, M.V. Ramana, Mycle Schneider, Tatsujiro Suzuki, Frank von Hippel, *Fast Breeder Reactor Programs: History and Status*, 2010. Accesible en: <http://fissilematerials.org/library/rr08.pdf>. Último acceso: noviembre de 2015.
- [UNE07] AENOR. UNE-EN-61400-12-1 2007.
- [UNF14] Daniel Schnitzer, Deepa Shinde Lounsbury, Juan Pablo Carvallo, Ranjit Deshmukh, Jay Apt, and Daniel M. Kammen, *Microgrids for Rural Electrification: A critical review of best practices based on seven case studies*, 2014.
- [URT15] Urtasun A, Barrios E, Sanchis P, Marroyo L. Frequency-based energy management strategy for stand-alone systems with distributed battery storage, *Trans Power Electron* 30, 2015, 4794-4808, <http://dx.doi.org/10.1109/TPEL.2014.2364861>.
- [VEL14] R. Velik and P. Nicolay, Grid-price-dependent energy management in microgrids using a modified simulated annealing triple-optimizer, *Appl Energy* 130, 2014, 384–395, <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.05.060>.
- [XIA15] Xiang, Y.; Liu, J.; Liu, Y., "Robust Energy Management of Microgrid With Uncertain Renewable Generation and Load," in *Smart Grid*, *IEEE Transactions on*, To be published. Early access on: <http://dx.doi.org/10.1109/TSG.2014.2385801>.
- [XUE14] X. Xue, S. Wang, Y. Sun and F. Xiao, An interactive building power demand management strategy for facilitating smart grid optimization, *Appl Energy* 116, 2014, 297-310, <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.11.064>.

- [YUA09] Yuan, X., Wang, F., Boroyevich, D., Li, Y., Burgos, R., DC-link voltage control of a full power converter for wind generator operating in weak-grid systems. *Trans. Power Electron.* 2009;24:2178–2192.
- [ZHA14] B. Zhao, X. Zhang, P. Li, K. Wang, M. Xue and C. Wang, Optimal sizing, operating strategy and operational experience of a stand-alone microgrid on Dongfushan Island, *Appl Energy* 113, 2014, 1656-1666, <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.09.015>.
- [ZHO11] H. Zhou, T. Bhattacharya, D. Tran, T.S.T. Siew and A.M. Khambadkone, Composite energy storage system involving battery and ultracapacitor with dynamic energy management in microgrid applications, *IEEE Trans Power Electron* 26, 2011, 923–930, <http://dx.doi.org/10.1109/TPEL.2010.2095040>.

